

Инженерная школа энергетики  
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
 Отделение электроэнергетики и электротехники

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Разработка принципов построения автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии в электрических сетях</b>

УДК 621.311.1.017:681.52/.53

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Малофеева Полина Андреевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	к. т. н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Концепция стартап-проекта»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Артем Георгиевич Данков	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Мезенцева Ирина Леонидовна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника	Шестакова В.В.	к.т.н., доцент		

## Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные компетенции</i>		
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1, 2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P2	<i>Свободно пользоваться</i> русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.	Требования ФГОС (ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2, 3; ОПК-1; ПК-1, 2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-1, 4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P5	<i>Применять</i> углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности, связанной с автоматизированными системами диспетчерского управления в электроэнергетике.	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК-4-6) <sup>1</sup> , Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P6	Ставить и <i>решать</i> инновационные задачи инженерного анализа при проектировании, эксплуатации и обслуживании автоматизированных систем диспетчерского управления электроэнергетических систем с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.	Требования ФГОС (ПК-1, 7,8). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P7	Выполнять инновационные инженерные проекты по разработке аппаратных и программных средств автоматизированных систем диспетчерского управления электроэнергетических систем с использованием современных методов проектирования и передового опыта разработки конкурентоспособных систем.	Требования ФГОС (ПК-2, 9, 10, 11). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , работодателей
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области автоматизированных систем управления электроэнергетических систем, включая критический	Требования ФГОС (ПК-3, 13, 14, 15, 24-26). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями

<sup>1</sup> Указаны коды компетенций по ФГОС (направление 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника), утвержденному Приказом Министерства образования и науки РФ № 1500 от 21.11.2014 г.

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	анализ данных из мировых информационных ресурсов.	международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; осуществлять профессиональную деятельность руководствуясь требованиями стандартов и рынка; разрабатывать планы и программы организации профессиональной деятельности на предприятии; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-11, 12, 13, 16-20, 24, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные</i> , наладочные работы оборудования и программного обеспечения по профилю профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-22, 23, 25, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P11	<i>Осваивать новое оборудование и программное обеспечение в сфере автоматизации диспетчерского управления</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс эксплуатируемых программно-технических комплексов и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.	Требования ФГОС (ПК-27, 28), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.	Требования ФГОС (ПК-29, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , <i>работодателей</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
В.В. \_\_\_\_\_ Шестакова  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5А6Г	Малофеевой Полине Андреевне

Тема работы:

<b>Разработка принципов построения автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии в электрических сетях</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	10.02.2020 г № 41-35/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются контролируемые сечения межсистемных связей, в состав которых входят воздушные линии электропередачи различных классов напряжений (110 – 500 кВ).</p>
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Анализ литературных источников и нормативной документации по теме исследования.</li> <li>2. Формулирование требований к автоматическому устройству оптимизации потерь электрической энергии (АУОПЭЭ).</li> <li>3. Разработка алгоритма работы АУОПЭЭ.</li> <li>4. Моделирование алгоритма работы АУОПЭЭ.</li> <li>5. Разработка структурно-функциональной схемы АУОПЭЭ.</li> <li>6. Результаты выполненной работы.</li> <li>7. Выполнение дополнительных разделов: концепция стартап-проекта и социальная ответственность.</li> <li>8. Заключение по работе.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Алгоритм работы АУОПЭЭ;  Структурно – функциональная схема АУОПЭЭ;  Схемы логики блоков АУОПЭЭ.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Концепция стартап-проекта	к.э.н., доцент Артем Георгиевич Данков
Социальная ответственность	ассистент Мезенцева И. Л.
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: нет</b></p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	17.02.2020 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Абеуов Р.Б.	к. т. н., доцент		17.02.2020 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Малофеева П.А.		17.02.2020 г.

# **ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «КОНЦЕПЦИЯ СТАРТАП-ПРОЕКТА»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А6Г	Малофеевой Полине Андреевне

<b>Школа</b>	Инженерная школа энергетики	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Электроэнергетики и электротехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

<b>Перечень вопросов, подлежащих разработке:</b>	
<i>Проблема конечного потребителя, которую решает продукт, который создается в результате выполнения НИОКР</i>	Разрабатываемое автоматическое устройство оптимизации потерь электроэнергии позволит решить две ключевые проблемы: сокращение потерь электроэнергии и создание автоматического устройства, заменяющего действия оперативного персонала, тем самым, исключая человеческий фактор
<i>Способы защиты интеллектуальной собственности</i>	Защита интеллектуальной собственности предполагается, как патент на полезную модель. Полезная модель - это техническое решение, которое может относиться к средствам производства или изделиям.
<i>Объем и емкость рынка</i>	Для исследования объема рынка была проанализирована Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы (СиПР ЕЭС). Для исследования емкости рынка были изучены торговые площадки с тендерами.
<i>Современное состояние и перспективы отрасли, к которой принадлежит представленный в ВКР продукт</i>	Отпуск электроэнергии с каждым годом увеличивается, соответственно потери электроэнергии также увеличиваются. Наибольшие потери электроэнергии наблюдаются в ЛЭП и трансформаторах. Если рассматривать потери электроэнергии по классам напряжения, то наибольшие потери наблюдаются на классах напряжения 110-150 кВ и 6-10 кВ.
<i>Себестоимость продукта</i>	Была рассчитана себестоимость продукта с учетом всех материальных затрат, трудовых затрат, транспортных и накладных расходов
<i>Конкурентные преимущества создаваемого продукта</i>	Было проведено сравнение разрабатываемого продукта со статическим тиристорным компенсатором и с управляемым шунтирующим реактором
<i>Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта</i>	Потребителями создаваемого продукта являются электросетевые компании
<i>Бизнес-модель проекта</i>	Была составлена бизнес-модель по методу Александра Остервальдера

<i>Производственный план и план продаж</i>	Были разработаны производственный план и план продаж до 2023 года
<b>Перечень графического материала:</b> 1. Уникальное торговое предложение; 2. Бизнес-модель продукта; 3. Производственный план и план продаж.	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	17.02.2020 г.

**Задание выдал консультант по разделу «Концепция стартап-проекта» (со-руководитель ВКР):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИП	Артем Георгиевич Данков	к.э.н., Доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Малофеева П.А.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5А6Г	Малофеевой Полине Андреевне

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа энергетики</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Электроэнергетики и электротехники</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	<b>13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»</b>

Тема ВКР:

<b>Разработка принципов построения автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии в электрических сетях</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования является автоматическое устройство оптимизации потерь электрической энергии, устанавливаемое на электрических подстанциях напряжением 110 – 500 кВ</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ "О специальной оценке условий труда"</li> <li>– СО153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках</li> <li>– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: СТО 56947007-29.240.30.004- 2008. Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций</li> <li>– СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах</li> <li>– Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»: СТО 56947007-29.240.01.218- 2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Воздействие на электромонтера вредными факторами: - Повышенным уровнем электромагнитных излучений; - Повышенной напряженностью магнитного и электрического полей;



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Отклонение показателей микроклимата.</li> <li>Опасным фактором является:</li> <li>- Поражение электрическим током.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны;</li> <li>– воздействие объекта на литосферу</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные чрезвычайные ситуации: землетрясения, ураганы, пожары.</p> <p>К наиболее вероятным чрезвычайным ситуациям относятся пожары</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А6Г	Малофеева Полина Андреевна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 109 с., 51рис., 19 табл., 35 источников.

Объектом исследования являются: контролируемые сечения межсистемных связей, в состав которых входят воздушные линии электропередачи различных классов напряжений (110 – 500 кВ).

Цель работы – разработать принципы построения автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии

В результате исследования были разработаны: алгоритм работы, структурно – функциональная схема и схемы логики АУОПЭЭ. Проведена оценка эффективности использования АУОПЭЭ в контролируемых сечениях

Степень внедрения: может быть применено для снижения технологических потерь и в электрических сетях ПАО «Россети».

Область применения - электроэнергетика. Применение АУОПЭЭ предусмотрено на подстанциях напряжением 110 – 500 кВ для оптимизации потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередач напряжением 110 – 220 кВ.

Экономическая эффективность/значимость работы: создан стартап проект.

В будущем планируется расширение функциональных возможностей устройства, разработка нормативной документации, оформление патента на полезную модель.

## Список сокращений

- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АТ – автотрансформатор;
- АУОПЭЭ – автоматическое устройство оптимизации потерь электрической энергии;
- АЦП – аналого-цифровой преобразователь;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;
- ЕЭС – Единая энергетическая система;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НИР – научно – исследовательская работа;
- ОЭС – объединенная энергетическая система
- ПА – противоаварийная автоматика;
- ПАО «ФСК ЕЭС» – публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПК – программный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- СК – синхронный компенсатор;
- СНиП – санитарные нормы и правила;
- СТК – статический тиристорный компенсатор;
- ЭЭ – электрическая энергия;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

## Содержание

Введение.....	15
Глава 1. Технологические потери электрической энергии в распределительных и питающих сетях.....	17
1.1 Актуальность обеспечения снижения потерь электрической энергии в распределительных и питающих сетях.....	17
1.2 Структура технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.....	20
1.3 Основные мероприятия по снижению технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.....	26
<b>Выводы по главе 1</b> .....	30
Глава 2. Способы и средства, обеспечивающие снижение технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.....	32
2.1 Существующие способы снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.....	32
2.2 Существующие средства снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.....	38
2.3 Перспективные способы и средства снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях. ....	39
<b>Выводы по главе 2</b> .....	41
Глава 3. Разработка алгоритма автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии.....	43
3.1 Общие требований к алгоритму автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии .....	43
3.2. Описание алгоритма работы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии .....	45

3.3 Моделирование алгоритма работы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии .....	46
Выводы по главе 3.....	63
Глава 4. Формулирование общих конструктивных решений по разработке автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии ...	64
4.1 Общие требования к автоматическому устройству оптимизации потерь электрической энергии .....	64
4.2 Разработка структурно-функциональной схемы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии .....	66
4.3. Моделирование автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии .....	67
Выводы по главе 4.....	70
Глава 5. Моделирование АУОПЭЭ в ПК MatLab Simulink .....	72
5.1 Моделирование контролируемого сечения исследуемой ЭС .....	72
5.2 Разработка модели АУОПЭЭ .....	80
5.3 Процесс моделирования .....	85
Глава 6. Концепция стартап-проекта «Автоматическое устройство оптимизации потерь электроэнергии» .....	89
6.1 Описание продукта как результата НИР .....	89
6.2 Интеллектуальная собственность.....	91
6.3 Объем и емкость рынка .....	92
6.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли.....	93
6.5 Планируемая стоимость продукта .....	94
6.6 Конкурентные преимущества создаваемого продукта .....	98
6.7 Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта.....	100
6.8 Бизнес-модель продукта. Производственный план и план продаж.....	101

6.9 Стратегия продвижения продукта на рынок. ....	103
---	-----

## **Введение**

Электроэнергетика является базовой отраслью промышленности России. Развитие электросетевого хозяйства также обеспечивает и развитие экономики. На сегодняшний день одной из приоритетных задач, требующих решения в рамках ЕЭС России является оптимизация потерь электроэнергии, что подчеркивается в Энергетической стратегии России на период до 2035 года и в Государственной программе Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».

Потери электроэнергии составляют 4 – 5% от всего отпуска электрической энергии в Единой национальной электрической сети. Условно – постоянные потери электроэнергии составляют 25 %, переменные потери электроэнергии составляют остальные 75 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь наибольшие потери электроэнергии наблюдаются в ЛЭП и трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 % составляют потери в трансформаторах, 11 % – собственные нужды подстанций и 22 % – прочие потери. Если рассматривать потери электроэнергии по классам напряжения, то наибольшие потери электроэнергии наблюдаются на классах напряжения 110-150 кВ и 6-10 кВ.

Одним из достаточно эффективных мероприятий по оптимизации потерь электроэнергии являются схемно-режимные мероприятия. Однако в настоящее время данные мероприятия реализуются действиями оперативного персонала.

Целью работы является разработка и моделирование автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии, которое позволит решить две ключевые проблемы: сокращение потерь электроэнергии и создание автоматического устройства, заменяющего действия оперативного персонала, тем самым, исключая человеческий фактор.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующий ряд задач:

1. Обзор мероприятий, способов и средств оптимизации потерь электрической энергии в распределительных и питающих сетях;
2. Формулирование требований к автоматическому устройству оптимизации потерь электрической энергии (АУОПЭЭ);
3. Разработка алгоритма работы АУОПЭЭ;
4. Моделирование алгоритма работы АУОПЭЭ;
5. Разработка структурно-функциональной схемы АУОПЭЭ;
6. Оценка эффективности применения АУОПЭЭ в программном комплексе RastrWin3;
7. Моделирование схемы логики АУОПЭЭ в программном комплексе MatLab Simulink.

Разработка автоматического устройства оптимизации потерь, осуществляющего схемно-режимные мероприятия в автоматическом режиме, по заранее определенному алгоритму, позволит более эффективно решать задачи по оптимизации потерь электрической энергии в электрических сетях энергосистем.



## Глава 1. Технологические потери электрической энергии в распределительных и питающих сетях.

### 1.1 Актуальность обеспечения снижения потерь электрической энергии в распределительных и питающих сетях.

Потерями электроэнергии называется часть энергии, расходуемая в элементах электрической системы или поглощаемая ими. Потери электроэнергии обусловлены физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Потери электроэнергии присутствуют во всех электроустановках, в линиях электропередачи, двигателях, трансформаторах, генераторах и т.д. В электрических системах расчет и анализ потерь производится на основе схемы замещения элементов, которая представляет собой эквивалентную схему соединенных в цепь сопротивлений и проводимостей. На рисунке 1 представлена схема замещения двухобмоточного трансформатора

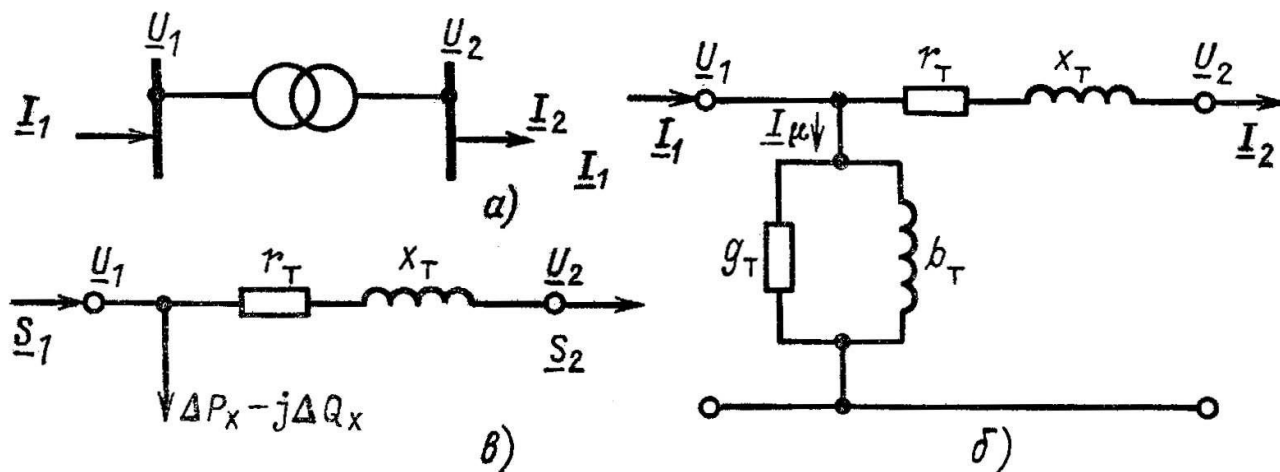


Рисунок 1 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора:

а - условное обозначение; б - Г-образная схема замещения; в - упрощенная схема замещения

Различают нагрузочные (переменные) потери и потери холостого хода (постоянные). Нагрузочные потери энергии возникают в сопротивлениях,

входящих в состав схемы замещения, и обуславливаются протеканием изменяющегося во времени тока нагрузки. А к потерям холостого хода относят потери энергии в проводимостях, так как ток в них зависит от наведенного в точке присоединения напряжения, которое мало зависит от тока нагрузки.

Существует определенное соотношение между стоимостью сети и потерями энергии в ней, соответствующее экономическому к.п.д. сети. Увеличение стоимости сети в общем случае приводит к снижению потерь и, наоборот, в случае принятия менее капиталоемких технических решений потери энергии растут. Обычно проектирование электрической сети ведется таким образом, чтобы обеспечить оптимальное соотношение между двумя этими показателями. Однако со временем в связи с ростом нагрузок потери энергии увеличиваются и это соотношение ухудшается. Отсюда вытекает важность контроля уровня потерь энергии как одного из показателей, характеризующих экономичность работы сети.

Задача рационального построения и оптимизации развития электрической сети заключается в поддержании оптимального соотношения между стоимостью сети и потерями энергии в ней.

Проблема физического износа генерирующих мощностей в электроэнергетике усугубляется высоким уровнем их морального износа. При этом если уровень физического износа, возможно, снизить за счёт увеличения централизованных инвестиций в строительство новых генерирующих мощностей и тем самым обеспечить потребности экономики в электроэнергии, то использование устаревших технологий и оборудования в производстве электроэнергии приводит к снижению уровня конкурентоспособности российской экономики в целом. Главной проблемой в сфере электроэнергетики являются высокие потери электроэнергии в электрических сетях.

На данный момент потери электроэнергии составляют 4 – 5% от всего отпуска электрической энергии в Единой национальной электрической сети. В таблице 1 представлена динамика производственной деятельности ПАО

«ФСК ЕЭС» в 2017-2019 гг. [1]. По таблице 1 видно, что потребление электроэнергии возрастает с каждым годом, соответственно потери электроэнергии пропорционально возрастают.

Таблица 1 – Динамика производственной деятельности в 2017-2019 гг.

	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	525 768	540 539	552 492
Электроэнергетические потери , млн кВт·ч	24 307	24 539	24 652
Процент потерь от отпускаемой электроэнергии, %	4,44%	4,4%	4,15%

Потери электроэнергии обусловлены следующими факторами:

1. Высокий износ энергетического оборудования;
2. Неэффективное использование топлива;
3. Низкий уровень автоматизации;
4. Отставание в технологических разработках

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей промышленности России. Развитие электросетевого хозяйства также обеспечивает и развитие экономики, поэтому оптимизация потерь электроэнергии является одной из приоритетных задач, требующих решения в рамках ЕЭС России. Актуальность данной проблемы подчеркивается в следующих нормативных документах:

1. Государственная программа Российской Федерации «Развитие энергетики на период до 2024 года»;
2. Концепция «Цифровая трансформация 2030»;
3. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года.

Все эти программы направлены на оптимизацию работы Единой энергосистемы России.

В рамках Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности оптимизация потерь электроэнергии реализуется по четырем ключевым направлениям [2]:

- 1) Снижение потребления электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- 2) Новое строительство, реконструкция, а также развитие электроэнергетических сетей;
- 3) Ввод в работу нового энергосберегающего оборудования, вывод неэффективного оборудования;
- 4) Оптимизация схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей;

Концепция «Цифровая трансформация 2030» направлена на замену старых, неэффективных технологий на новые инновационные технологии [3]. Автоматизированные системы позволят более точно вычислять величину потерь электроэнергии, их структуру, позволят сократить их число. Помимо выше перечисленного цифровая трансформация позволит повысить надежность электроэнергетической системы, увеличить наблюдаемость за системой и т.д.

Энергетическая стратегия России на период до 2035 года в связи с существующими проблемами, ставит перед энергетической отраслью следующие задачи для их решения [4]:

1. Увеличение ввода отечественного оборудования взамен экономически неэффективного и устаревшего энергетического оборудования;
2. Внедрение интеллектуальных сетей, а также модернизация существующих, развитие систем учета электроэнергии;
3. Оптимизация загрузки электросетевого оборудования;
4. Сокращение потерь электроэнергии.

## **1.2 Структура технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях**

Работа в области нормирования технологических потерь электрической энергии осуществляется в соответствии с Инструкциями, утвержденными Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 года №326. Целью

нормирования потерь электрической энергии являются снижение или поддержание потерь на технико-экономически обоснованном уровне.

Технологические потери - сумма технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии[5].

Нормирование потерь — это процедура установления для рассматриваемого периода времени приемлемого (нормального) по экономическим критериям уровня фактических потерь (норматива потерь), значение которого определяют на основе рассчитанной структуры потерь и анализа возможностей снижения в планируемом периоде каждой составляющей этой структуры [6]. Под нормативом отчетных потерь необходимо понимать сумму нормативов четырех составляющих укрупненной структуры потерь, каждая из которых имеет самостоятельную природу и, как следствие, требует индивидуального подхода к определению ее нормального уровня. Норматив каждой составляющей потерь должен определяться на основе расчета ее фактического уровня и анализа возможностей реализации выявленных резервов ее снижения.

Процедура нормирования технологических потерь электрической энергии проводится в следующем порядке: расчет и экспертизу материалов, обосновывающих норматив технологических потерь электрической энергии проводят независимые сертифицированные экспертные организации, затем все материалы направляются в Минэнерго РФ [6]. Результатом выполнения работ по нормированию технологических потерь электрической энергии является приказ Минэнерго РФ об утверждении норматива технологических потерь электрической энергии, включающий в себя величину утвержденных нормативов и сроки действия нормативов

По полученным нормам потерь электроэнергии устанавливаются тарифы на электроэнергию. Регулирование тарифов возлагается на государственный регулирующий орган. Энергоснабжающие организации

должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период для ТСО определяются [6]:

$$\Delta W_{\text{погр.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} \cdot W_{\text{ОС.Р}}}{100} \quad (1)$$

где  $\Delta W_{\text{погр.Б, \%}}$  - потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, за базовый период в относительных единицах, рассчитанные для базового года;  $W_{\text{ОС.Р}}$  - отпуск электроэнергии в сеть периода регулирования.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии, на регулируемый период для ЕНЭС определяются [6]:

$$\Delta W_{\text{погр.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{погр.Б, \%}} \cdot W_{\text{омн.Р}}}{100}, \quad (2)$$

где  $W_{\text{омн.Р}}$  - отпуск электроэнергии из сети периода регулирования.

Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в целом и по уровням напряжения по абсолютной величине ( $\Delta W_{\text{НТПЭ.Р.А}}$ ) на регулируемый период определяются [6]:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ.Р.А}} = \Delta W_{\text{у-п.Р}} + \Delta W_{\text{н.Р}} + \Delta W_{\text{погр.Р}}, \quad (3)$$

где  $\Delta W_{\text{у-п.Р}}$  - условно-постоянные потери электроэнергии на регулируемый период;  $\Delta W_{\text{н.Р}}$  - нагрузочные потери электроэнергии на регулируемый период.

Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в относительном значении определяются в процентах по электрической сети в целом и по уровням напряжения и рассчитываются по формуле [6]:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ.Р}}}{W_{\text{ОС.Р}}} \cdot 100, \quad (4)$$

где  $W_{\text{ОС.Р}}$  – отпуск электроэнергии в сеть ТСО в регулируемом периоде (для ЕНЭС – отпуск электроэнергии из сети),

При распределении технологических потерь должны быть учтены промежуточные отборы электроэнергии. Распределение технологических потерь выполняется с учетом потокораспределения на каждом участке электрической сети между субъектами РФ.

Технологические потери электрической энергии состоят из технических потерь электроэнергии в линиях электропередач и электрооборудовании, из расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, а также учитывается погрешность системы учета электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно разделить на две группы:

- Условно – постоянные потери, т.е. не зависящие от величины передаваемой мощности;
- Нагрузочные (переменные) потери, величина которых зависит от объема передаваемой мощности.

Потери электроэнергии, которые обусловлены погрешностями системы учета, определяются по формулам 1, 2 согласно [6].

Расход электроэнергии на собственные нужды определяется в соответствии с приборами учета.

Определение величины технологических потерь осуществляется следующим образом:

1. На каждом классе напряжения сети определяется отпуск электроэнергии в сеть;
2. Для каждого класса напряжения определяются условно-постоянные потери электроэнергии;
3. Для каждого класса напряжения нагрузочные потери электроэнергии;

4. Для каждого класса напряжения потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Условно – постоянные потери электроэнергии включают в себя:

1. Потери холостого хода силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
2. Потери на корону в воздушных линиях 220 кВ и выше;
3. Потери в компенсирующих устройствах (СК, БСК, СТК, ШР);
4. Потери в соединительных проводах и шинах распределительных устройств подстанций;
5. Потери в трансформаторах тока (ТТ), трансформаторах напряжения (ТН) и счетчиках;
6. Потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
7. Потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (ВЧ связи);
8. Потери в изоляции кабелей;
9. Потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
10. Расход электроэнергии на собственные нужды (СН) подстанций (ПС);
11. Расход электроэнергии на плавку гололеда.

Нагрузочные потери электроэнергии включают потери в следующих элементах:

1. Продольная ветвь схемы замещения ВЛ и КЛ;
2. Продольная ветвь схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов;
3. В шинопроводах;
4. В токоограничивающих реакторах.

На рисунке 3 представлена структура технологических потерь электроэнергии.



В таблице 2 представлены значения потерь электроэнергии в зависимости от классов напряжения [7].

Таблица 2 – Значения потерь электроэнергии в сетях различных напряжений

Напряжение, кВ	0,4	6-10	20-35	110-150	220-330	500-750
Потери электроэнергии, %	0,5-1,5	2,5 - 3,5	0,5-1,0	3,5-4,5	2,5-3,5	0,5-1,0

Таким образом, наибольшие потери электроэнергии наблюдаются на напряжении 110-150 кВ.

В таблице 3 представлена структура потерь электроэнергии по элементам электрической сети [7].

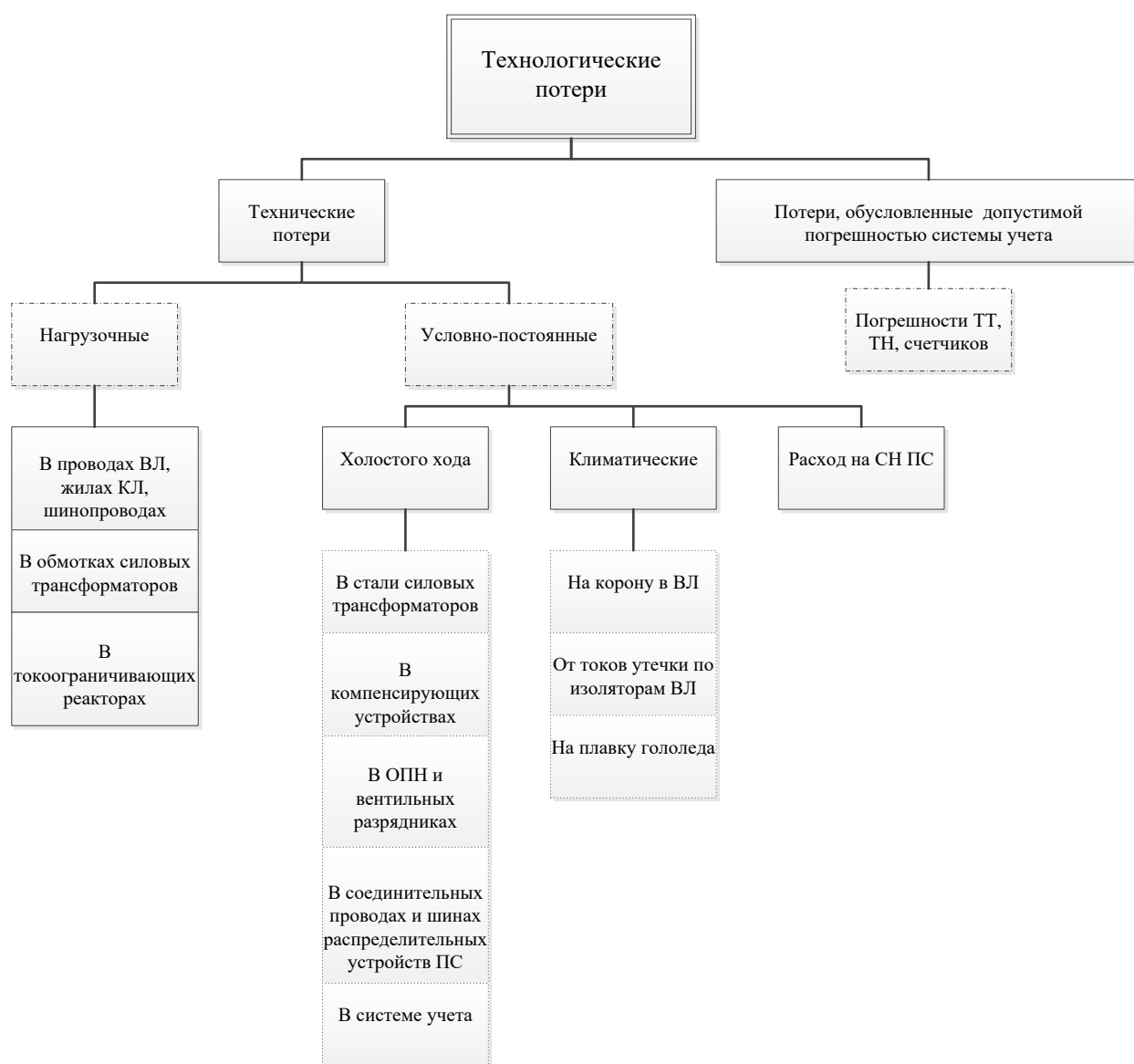


Рисунок 3 – Структура технологических потерь электроэнергии

Таблица 3 – Структура потерь электроэнергии в ЭЭС

Элементы сети	Потери электроэнергии
---------------	-----------------------

	Переменные потери ЭЭ, %	Условно- постоянные потери ЭЭ, %	Всего, %
ЛЭП	60	5	65
ПС, в том числе:	15	20	35
Трансформаторы	15	15	30
Расход электроэнергии на СН	-	3	3
Другие элементы	-	2	2
Итого	75	25	100

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки, составляют 25 %, нагрузочные (переменные) потери – 75 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86 % – потери в ЛЭП и 14 % – в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 % составляют потери в трансформаторах, 11 % – собственные нужды подстанций, 22 % – прочие потери.

Проанализировав таблицу 1 и 2, можно сделать вывод, что самая большая величина потерь электроэнергии приходится на линии электропередач напряжением 110-150 кВ.

### **1.3 Основные мероприятия по снижению технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.**

Снижение потерь электроэнергии можно добиться разными методами, в зависимости от выбранного метода будет получен разный эффект. Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии включен в инструкцию по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям [8]. На основании данной инструкции мероприятия по снижению технологических потерь электроэнергии можно разделить на три основные группы:

1. Организационные мероприятия, не требующие затрат, т.к. оптимизация потерь осуществляется непосредственно при эксплуатации;

2. Технические мероприятия, такой тип мероприятий требует значительных капиталовложений, поскольку мероприятия проводят при новом строительстве, реконструкции, модернизации;

3. Мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии.

Рассмотрим подробнее каждый тип мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся следующие мероприятия:

1. Оптимизация уровня рабочего напряжения, т.е. обеспечение максимально допустимого уровня напряжения для режима максимальных нагрузок и обеспечение номинального уровня напряжения в режиме минимальных нагрузок.

2. Оптимизация режимов работы электрической сети. Под такими мероприятиями понимают экономическое распределение мощности между агрегатами электростанций и между электростанциями в электроэнергетической системе; оптимизация режимов работы компенсирующих устройств, трансформаторов и другого электрооборудования.

3. Управление потоками мощности в неоднородных сетях (замкнутые сети, содержащие 2 и более номинальных напряжений). К этой группе мероприятий относятся размыкание распределительных сетей в оптимальных местах; подбор групп соединения обмоток трансформаторах на трансформаторах связи.

4. Мероприятия по выравниванию нагрузки фаз электрической сети.

5. Сокращение длительности ремонтных работ, проведение ремонтных работ согласно план-графику.

К техническим мероприятиям по оптимизации потерь электроэнергии относятся следующие мероприятия:

1. Повышение номинального напряжения электрической сети. Данный тип мероприятий осуществляется путем сооружения глубоких вводов

высокого напряжения. Помимо этого при новом строительстве иногда выбирают оборудование в габаритах напряжения выше, чем при эксплуатации.

2. Оптимизация электросетевого оборудования. К этому классу мероприятий относятся: замена проводов и кабелей ЛЭП; замена трансформаторов с ПБВ на трансформаторы с РПН; установка дополнительных компенсирующих устройств (конденсаторных батарей, шунтирующих реакторов и т.д.); экономическая загрузка трансформаторов; установка современных систем автоматики и релейной защиты; установка накопителей энергии.

3. Оптимизация электрической сети. Сюда входит оптимальное развитие системообразующих сетей и распределительных сетей.

Заключительный тип мероприятий - мероприятия по совершенствованию систем учета электроэнергии включает в себя: создание и внедрение приборов учета нового поколения; использование систем векторных измерений; повышение квалификации персонала; создание системы анализа технологических потерь, их состав и выявление оборудования, которое дает наибольшие потери.

Общая классификация мероприятий по оптимизации технологических потерь электроэнергии представлена на рисунке 4.

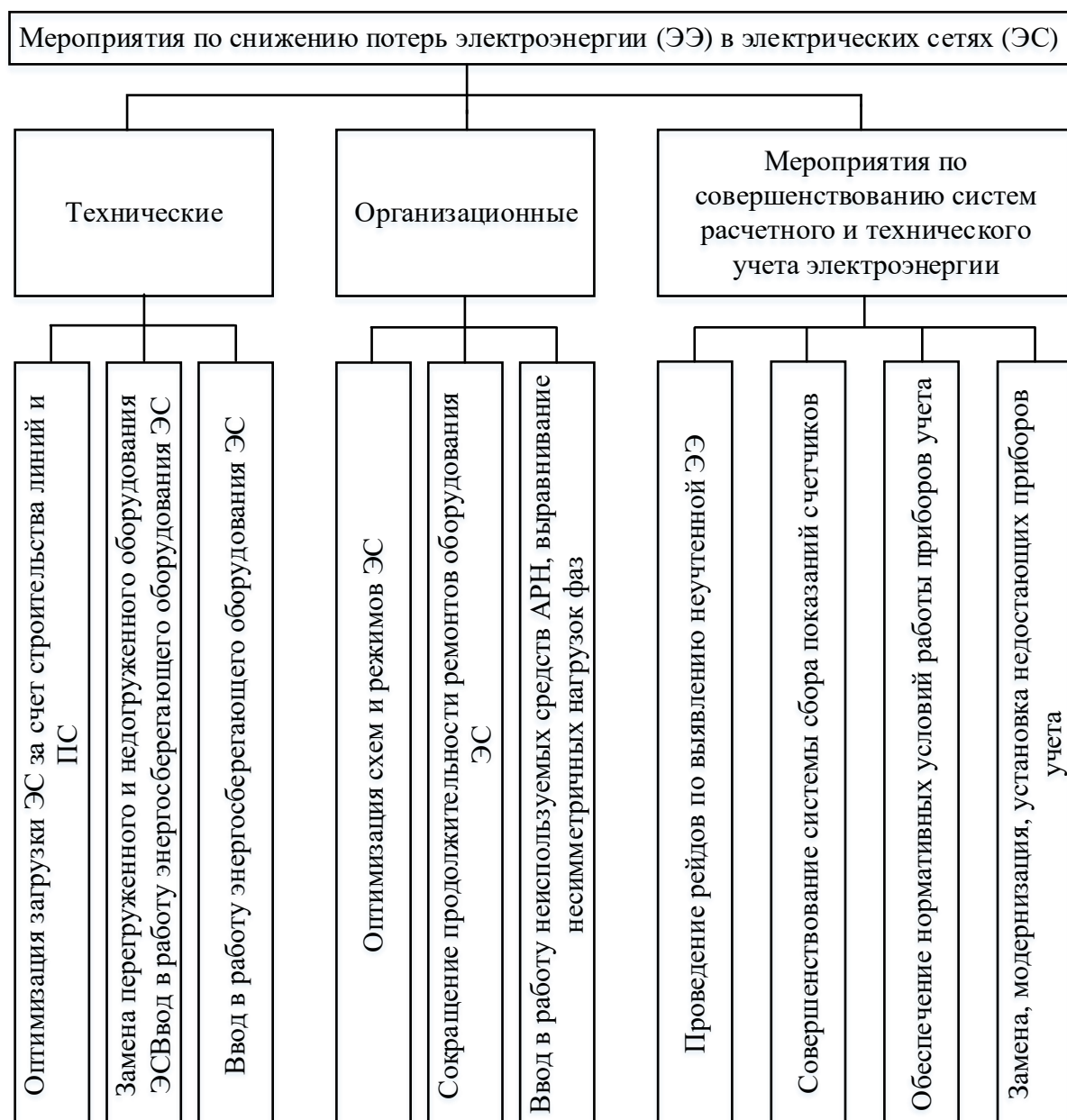


Рисунок 4 –Мероприятия по снижению технологических потерь  
электроэнергии

Таким образом, для оптимизации потерь электроэнергии разработано большое количество различных мероприятий. Внедрение того или иного мероприятия имеет свою технологическую эффективность, которая напрямую сопряжена с экономической эффективностью. В таблице 4 представлена эффективность мероприятий согласно отчетам ПАО «ФСК ЕЭС» за 2009-2011 гг.

Таблица 4 – Эффективность мероприятий по снижению потерь ЭЭ

Наименование мероприятий	Эффект от реализации мероприятий, МВт•ч
--------------------------	---

	2017 год	2018 год	2019 год
Оптимизация установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения	140 161	40 645	42 067
<b>Отключение в режимах малых нагрузок электросетевого оборудования</b>	<b>25 360</b>	<b>75 794</b>	<b>14 698</b>
Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования, в том числе выполнение работ под напряжением	8 469	26 852	75
Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций	68 597	67 050	58 653
Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности	8 416	2 880	410
Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях	9 986	2 181	12 063
Замена измерительных трансформаторов тока	-	71 522	1 400
Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и подстанций	-	4 760	8 324
<b>Итого</b>	<b>260 989</b>	<b>291 640</b>	<b>137 690</b>

Как видно из представленной таблицы самыми эффективными мероприятиями являются: снижение расхода электроэнергии на СН; оптимизация установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения; отключение в режиме малых нагрузок электросетевого оборудования.

### **Выводы по главе 1**

На сегодняшний день одной из приоритетных задач, требующих решения в рамках ЕЭС России является оптимизация потерь электроэнергии с внедрением новых интеллектуальных технологий, что подчеркивается в Энергетической стратегии России на период до 2035 года и в Государственной программе Российской Федерации «Развитие энергетики на период до 2024 года».

На данный момент потери электроэнергии составляют 4 – 5% от всего отпуска электрической энергии в Единой национальной электрической сети. Условно – постоянные потери электроэнергии составляют 25 %, переменные потери электроэнергии составляют остальные 75 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь наибольшие потери электроэнергии наблюдаются в ЛЭП и трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 %

составляют потери в трансформаторах, 11 % – собственные нужды подстанций и 22 % – прочие потери. Если рассматривать потери электроэнергии по классам напряжения, то наибольшие потери электроэнергии наблюдаются на классах напряжения 110-150 кВ и 6-10 кВ.

Самыми эффективными мероприятиями по оптимизации потерь электроэнергии являются: снижение расхода электроэнергии на СН; оптимизация установившихся режимов по реактивной мощности и уровням напряжения; отключение в режиме малых нагрузок электросетевого оборудования.

## **Глава 2. Способы и средства, обеспечивающие снижение технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.**

### **2.1 Существующие способы снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.**

В предыдущей главе были рассмотрены мероприятия по оптимизации потерь электроэнергии, таких мероприятий в настоящее время большое количество, во второй главе рассмотрим основные существующие способы снижения технологических потерь электроэнергии.

#### **2.1.1. Повышение уровня рабочего напряжения**

С повышением напряжения на  $\Delta U\%$  потери мощности в сопротивлениях элементов электрической сети снижаются, а в проводимостях увеличиваются пропорционально квадрату напряжения.

Величина изменения нагрузочных потерь определяется по формуле 5:

$$\Delta P_K \% = 1 - 1 / (1 \pm \frac{\Delta U \%}{100})^2, , \quad (5)$$

Величина изменения потерь холостого хода определяется по формуле 6:

$$\Delta P_X \% = (1 \pm \frac{\Delta U \%}{100})^2 - 1, , \quad (6)$$

Здесь знак «+» соответствует увеличению, а «-» уменьшению уровня напряжения по сравнению с номинальным.

Согласно ПУЭ [9] допускается превышение рабочего напряжения сети сверх номинального на 20% в сетях до 20 кВ включительно, 15%- в сетях 35-220 кВ, 10% в сетях 330 кВ и 5% - в сетях 500 кВ и выше. Отсюда следует, что в сетях до 220 кВ включительно существуют технические возможности использования эффекта снижения нагрузочных потерь мощности и энергии за счет повышения рабочего уровня напряжения. Рассмотрим, как при этом изменятся потери холостого хода.

Потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения в сети.



Координируя ответвления трансформаторов в соответствии с подводимым к ним рабочим напряжением, потери холостого хода в трансформаторах можно удерживать на постоянном уровне.

При повышении рабочего напряжения могут несколько возрасти потери на корону в воздушных линиях. Однако, потери на корону в линиях 110-220 кВ незначительны. Они составляют заметную величину лишь в линиях 330 кВ и выше. Но в этих линиях допустимые перенапряжения изоляции незначительны и эффект от повышения рабочего напряжения в них практически не может быть использован для целей снижения нагрузочных потерь. Этому препятствуют специфические для таких линий режимы реактивных мощностей, приводящие к повышению рабочего напряжения при передаче по ним мощностей меньше натуральных.

#### **2.1.2. Оптимизация режимов работы трансформаторов на подстанции**

На подстанциях, от которых питаются потребители первой и второй категорий, а также на районных подстанциях энергосистемы, как правило, устанавливаются два или более трансформаторов. При этом возможна их раздельная и параллельная работа.

При раздельной работе каждый из трансформаторов включается на выделенную секцию шин. При этом снижаются токи короткого замыкания за трансформаторами, что облегчает работу оборудования и коммутационных аппаратов. Однако такой режим работы трансформаторов менее экономичен по сравнению с режимом параллельной работы трансформаторов.

Самый экономичный режим соответствует нагрузке трансформаторов, пропорциональной их номинальной мощности. Экономическое распределение нагрузок между параллельно работающими трансформаторами наступает в том случае, если их параметры одинаковы.

Допускается параллельная работа разнотипных трансформаторов, если их мощности разнятся не более чем 1:3, напряжения короткого замыкания -

не более чем на  $\pm 10\%$ , напряжения ответвлений не более чем на  $\pm 0,5\%$  и группы соединения обмоток одинаковые.

При этом нагрузка трансформаторов будет несколько отличаться от экономической из-за появления уравнивающих токов. Распределение нагрузки между параллельно работающими трансформаторами прямо пропорционально их номинальной мощности и обратно пропорционально напряжениям короткого замыкания. А с увеличением номинальной мощности трансформаторов их напряжение короткого замыкания также увеличивается. Поэтому при параллельной работе трансформаторов с одинаковыми группами соединений обмоток в большей мере будут загружаться менее мощные трансформаторы, а трансформаторы большей номинальной мощностью будут недогружены по сравнению с экономическим распределением нагрузок. Раздельная работа несколько улучшает режим работы трансформаторов, если нагрузка подстанции распределяется между ними пропорционально их мощности. Во время провалов суточного и годового графиков нагрузок часть трансформаторов целесообразно отключать при наличии схемы АВР на коммутационных аппаратах отключенных (резервных) трансформаторов. При этом снижаются потери мощности и энергии за счет снижения потерь холостого хода в трансформаторах.

Мероприятия по отключению части трансформаторов в зависимости от графиков нагрузки необходимо разрабатывать в первую очередь для сетей 110 кВ и ниже при условии обеспечения питания потребителей первой категории от двух независимых источников. Опыт показывает, что трансформаторы в таких сетях недостаточно загружены и отключение части их на время провалов графиков нагрузок экономически целесообразно.

Оптимальное число включенных трансформаторов — это такое число трансформаторов, при котором обеспечиваются минимальные потери активной мощности для определенной нагрузки подстанции.

Для однотипных трансформаторов зависимость суммарных потерь активной мощности от числа работающих трансформаторов описывается следующим выражением [10]:

$$\Delta P_{(n)} = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_{\Sigma}^2}{S_{Ном}^2}, \quad (7)$$

где  $S_{\Sigma}$  – полная нагрузка подстанции, кВА;  $S_{Ном}$  – номинальная мощность одного трансформатора, кВА;  $n$  – число работающих трансформаторов;  $\Delta P_{xx}$  – активные потери холостого хода, кВт;  $\Delta P_{кз}$  – активные потери короткого замыкания, кВт.

Оптимальное число трансформаторов определяется следующим выражением:

$$n_{Опт} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{Ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{кз}}{\Delta P_{xx}}}, \quad (8)$$

Рассчитанное значение  $n_{Опт}$  следует округлять до ближайшего большего или меньшего целого числа, при котором потери мощности в трансформаторах будут меньше.

### **2.1.3. Повышение номинального напряжения сети**

Номинальное напряжение – один из основных факторов повышения пропускной способности сети и снижения потерь мощности и энергии [10]. Переход на новую, более высокую ступень напряжения осуществляется в том случае, когда за счет мероприятий невозможно достигнуть желаемого эффекта.

Повышение номинального напряжения сети осуществляется в основном по двум направлениям:

- 1) за счет снижения запаса изоляции существующих кабельных и воздушных линий и реконструкции повышающих и понижающих подстанций, что характерно для городских и сельских распределительных сетей, переводимых с 220 на 380 В, городских кабельных сетей, переводимых с 10 на 20 кВ, и т. п.

2) посредством сооружения питающей сети более высокого напряжения в виде глубоких вводов в центры электропотребления, разгрузки на этой основе существующих линий и перевода их в разряд распределительных.

Повышение номинального напряжения сети - мероприятие капиталоемкое, однако с точки зрения снижения потерь мощности и энергии самое эффективное.

#### **2.1.4 Оптимизация прохождения энергосистемой режимов минимальных нагрузок**

В режиме минимальных нагрузок за счет снижения потребления активной и реактивной мощностей в узлах нагрузки основные сети энергосистемы разгружаются, а доля генерируемой линиями реактивной мощности в общем балансе увеличивается. Избыток реактивной мощности не находит своих потребителей и поэтому частично поглощается генераторами электростанций. Снижается э. д. с. генераторов, а вместе с нею предел передаваемой мощности и запас устойчивости. Кроме того, циркуляция реактивных потоков мощности по сети вызывает дополнительные потери активной мощности и энергии.

Для улучшения режимов минимальных нагрузок в энергосистемах разрабатываются специальные мероприятия. Важнейшие из них указаны ниже [10].

1. Снижение выдаваемой реактивной мощности всеми ее источниками в соответствии с результатами оптимизации режима.

2. Отключение части батарей статических конденсаторов с целью снижения выдачи реактивной мощности в сеть.

3. Перевод части статических регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) и синхронных компенсаторов в режим потребления реактивной мощности.

4. Снижение уровня напряжения в системообразующих сетях 220 кВ и выше для уменьшения генерации реактивной мощности линиями данной сети.

5. Включение на подстанциях 220 кВ и выше шунтирующих реакторов и параллельных трансформаторов (если они по какой-либо причине отключались) как дополнительных потребителей реактивной мощности.

6. Отключение части параллельных линий в системообразующих сетях. Разумеется, что данное мероприятие следует предусматривать лишь в том случае, если это существенно не сказывается на показателе надежности работы энергосистемы в целом.

7. Перевод части генераторов, примыкающих к подстанциям 220 кВ и выше, в режим потребления реактивной мощности.

#### **2.1.5. Замена сечений проводов ВЛ**

Сечения проводов воздушных линий во всех случаях выбираются по экономическим соображениям (экономической плотности тока, экономическим интервалам мощности) с учетом технических ограничений (запаса статической устойчивости, потери напряжения, уровня коронирования, нагрева, механической прочности, условий борьбы с гололедом и т. п.). В основу расчетов кладутся расчетные (ожидаемые) нагрузки. Для линий специального назначения (выдача мощности с электростанций, межсистемный обмен мощностью) ожидаемая нагрузка и расчетный период вполне определен, тогда как для распределительных сетей эти показатели носят неопределённый характер, предсказываемый на основе статистических данных. Поэтому задача выбора сечений проводов в распределительных сетях с учетом динамики роста нагрузки во времени представляет некоторые трудности.

Наличие рекомендаций на ближайшую перспективу по предстоящим заменам проводов на линиях электропередачи позволяет в процессе эксплуатации провести соответствующие организационные мероприятия по подготовке к таким работам: заказать необходимое оборудование и материалы, планировать работы, своевременно заключить договор с подрядной организацией, наметить очередность работ с учетом повышения

эффективности использования капитальных затрат и снижения потерь энергии в сети.

#### **2.1.6. Компенсация реактивной мощности**

Для энергосистем, имеющих дефицит реактивной мощности, компенсирующие устройства рассматриваются как средства регулирования напряжения, а также компенсация реактивной мощности оказывает непосредственное влияние на потери мощности и энергии. Поэтому даже при удовлетворительных уровнях напряжения установка компенсирующих и регулирующих устройств в энергосистеме может оказаться целесообразной.

### **2.2 Существующие средства снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.**

Средства снижения технологических потерь электроэнергии включают в себя ряд устройств. Эффект от установки устройств заключается в автоматическом отслеживании изменений режима, более тщательном и эффективном, чем это могло бы быть выполнено диспетчером. Под арсеналом регулирующих устройств следует понимать генераторы электростанций, РПН и ПБВ на трансформаторах, специальные вольтодобавочные регулируемые трансформаторы, трансформаторы с продольно-поперечным регулированием, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов (включая ИРМ), шунтирующие реакторы.

Ввод компенсирующих устройств и технических средств регулирования напряжения производят с целью нормализации отклонений напряжения, увеличения пропускной способности сети или снижения потерь. Эффективность их влияния на потери определяют на основе сравнения расчетных потерь в вариантах без этих устройств и с ними.

Перевод неиспользуемых генераторов в режим СК производят с целью получения дополнительного источника реактивной мощности. Целесообразность такого перевода определяют на основе сравнения снижения

потерь электроэнергии в сети за счет использования этого источника и расхода электроэнергии на его работу.

РПН и ПБВ трансформаторов и автотрансформаторов позволяют поддерживать напряжение в сети на оптимальном уровне, при котором потери электроэнергии являются минимальными.

Все устройства в основном направлены на поддержания оптимального уровня напряжения и значений реактивной мощности, оптимизация потерь в данном случае является сопутствующим фактором.

Помимо вышеперечисленных устройств снижение потерь электроэнергии можно осуществлять с помощью схемно-режимных мероприятий, осуществляемых оперативным персоналом. Эффективность таких мероприятий представлена в таблице 4.

### **2.3 Перспективные способы и средства снижения технологических потерь ЭЭ в распределительных и питающих сетях.**

Снижение технологических потерь электроэнергии всех ступеней напряжения невозможно без реконструкции, оптимизации инновационного развития электросетевого комплекса, внедрения новой техники и технологий, предусматривающих следующие меры [11]:

- создание системообразующих и распределительных сетей с использованием современных инновационных технологий, силовой электроники, электромашиноventильных систем, современных систем диагностики, вычислительных комплексов;
- применение прорывных технологий, таких как высокотемпературная сверхпроводимость для изготовления компактных, высоконадежных и экономичных кабелей, трансформаторов, токоограничителей и др.;
- широкое вовлечение в баланс децентрализованных источников электроэнергии с обеспечением их свободного доступа к электрическим сетям

и соблюдением необходимых условий их устойчивого и надежного функционирования;

- оснащение электрических сетей современными быстродействующими регулируемыми системами компенсации реактивной мощности, средствами повышения пропускной способности существующих линий электропередачи, перераспределения потоков мощности по этим линиям;

- вовлечение потребителей в регулирование балансов и режимов работы электрических сетей, интеллектуальное управление нагрузкой;

- создание и внедрение новых поколений интеллектуальных систем учета электроэнергии и управления электропотреблением, расчетов за потребленную электроэнергию;

- внедрение прогрессивных систем хранения (накопления) электроэнергии для снижения пиковых нагрузок, повышения устойчивости работы системообразующих сетей, надежности электроснабжения, качества электроэнергии у потребителей, снижения потерь в сетях;

- развитие автоматизированной системы технологического управления электрическими сетями (АСТУ), разработка и внедрение полностью автоматизированных электрических подстанций, переход от автоматизированного управления сетями к автоматическому на базе современных программно-технических комплексов.

Более подробно основные инновационные пути, технические средства и технологии повышения эффективности и управляемости электрических сетей 220–750 кВ рассмотрены в [11, 12].

По сравнению с системообразующими электрическими сетями распределительные сети в еще большей степени нуждаются в реконструкции, модернизации и оптимизации развития в связи с большим физическим и моральным износом. К инновационным мероприятиям, технике и технологиям повышения энергетической эффективности в распределительных электрических сетях следует отнести следующие:



- сокращение протяженности электрических сетей 0,4 кВ за счет приближения к потребителям напряжения 6–20 кВ путем применения столбовых трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ;
- применение энергоэффективного электротехнического оборудования, в том числе распределительных трансформаторов с магнитоприводами из аморфной стали и уменьшенными потерями холостого хода, а также трансформаторов с симметрирующими обмотками;
- применение новых типов регулируемых компенсирующих и симметрирующих устройств, в том числе симметрирующих компенсирующих устройств;
- применение новых типов высокотехнологичных проводов с повышенной проводимостью и более гладкой поверхностью;
- применение компактных и газоизолированных линий электропередачи;
- внедрение управляемых автоматически секционируемых электрических сетей с применением реклоузеров;
- внедрение распределенных генерирующих источников и систем управления нагрузкой на основе разработки, создания и внедрения интеллектуальных электрических сетей (SmartGrid) и интеллектуальных систем учета электроэнергии (SmartMetering).

## **Выводы по главе 2**

В настоящее время существует множество способов и средств по оптимизации технологических потерь электроэнергии.

Все устройства в основном направлены на поддержание оптимального уровня напряжения сети и значений реактивной мощности в ней, оптимизация потерь в данном случае является сопутствующим фактором. Современные разработки направлены в основном на замену старого оборудования на новое, а также на оптимизацию процессов управления электроэнергетическими сетями. Также стоит отметить, что все мероприятия по сокращению потерь

электроэнергии в большинстве случаев выполняются диспетчерским персоналом, что в свою очередь является отрицательным фактором, поскольку человек может выполнять ошибочные действия. Человеческий фактор негативно сказывается на ведении электроэнергетическими режимами, поскольку для выполнения той или иной команды требуется значительное время.

Разработка автоматического устройства оптимизации потерь, позволяющего осуществлять схемно-режимные мероприятия в автоматическом режиме, по заранее определенному алгоритму, позволит более эффективно решать те же задачи, что и оперативный персонал.

### **Глава 3. Разработка алгоритма автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии**

#### **3.1 Общие требований к алгоритму автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии**

Алгоритм – это последовательность действий, которую необходимо совершить для достижения поставленной задачи за определенное количество шагов.

Алгоритмы в зависимости от целей, задач, путей решения подразделяются на следующие виды [13]:

1. Механические алгоритмы. Такой вид алгоритмов задает действия, обозначая их в единственной последовательности, тем самым обеспечивая детерминированность заданного алгоритма.

2. Гибкие алгоритмы. Такие алгоритмы напротив механическим алгоритмам не имеют единственной последовательности, т.е. конечного результата можно достичь разными путями.

3. Вероятностные алгоритмы. Данный тип алгоритмов относится к гибким алгоритмам, поскольку не имеет единственной последовательности, однако, результат также не является единственным, он приводит к вероятному результату.

4. Эвристические алгоритмы. Для данного типа алгоритмов характерно отсутствие определенной последовательности и однозначного результата. Такой алгоритм характерен для инструкций, предписаний.

Алгоритм состоит из определенных частей, которые называются частными алгоритмами. Существует четыре типа частных алгоритмов:

1. Линейный алгоритм – последовательность шагов, выполняемых последовательно и однократно.

2. Алгоритм с ветвлением – алгоритм, имеющий выбор для выполнения или невыполнения заданного условия.

3. Циклический алгоритм – алгоритм, который должен повторяться заданное количество раз, пока не выполнится определенное условие.

4. Вспомогательный алгоритм – алгоритм, который используется в составе основного алгоритма.

Все этапы алгоритма представляются в виде блок-схем. Блок-схема – графическое изображение алгоритма в виде схемы связанных между собой с помощью стрелок (линий перехода) блоков - графических символов, каждый из которых соответствует одному шагу алгоритма [13]. Внутри блока приведено описание совершаемых в нем действий.

Общие требования к алгоритму АУОПЭЭ следующие:

1. Алгоритм должен иметь определенные входные данные, для устройства АУОПЭЭ такими являются данные о величине тока на ВЛ напряжением 110 – 220 кВ. Помимо входных данных алгоритм имеет промежуточные данные, к ним относится наличие тока через выключатель. В заключение алгоритма должны быть выходные данные – отключение или включение ВЛ 110 – 220 кВ.

2. Алгоритм должен состоять из последовательных шагов, причем число шагов должно быть конечным. Такое требование к алгоритмам называется дискретностью.

3. Также алгоритм должен быть детерминирован, т.е. после каждого этапа алгоритма должен быть указан следующий его этап, либо алгоритм должен быть окончен.

4. Алгоритм должен быть понятным, чтобы его мог выполнить любой исполнитель.

5. Алгоритм должен обладать результативностью, т.е. выполнение всех шагов алгоритма должно приводить к определенному результату.

6. Правильность. В результате выполнения алгоритма должны быть получены правильные результаты решения задач, для которых он составлен.

### **3.2. Описание алгоритма работы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии**

Разработанный алгоритм производит автоматическое одностороннее отключение воздушной линии электропередачи в режиме малых нагрузок. Регистрируя факт снижения тока в линии 110 кВ до значения, меньшего чем ток уставки  $I_{110} < I_{уст.110}$ , контролирующий орган в автоматическом режиме производит одностороннее отключение ВЛ 110 кВ. Сторона, с которой производится отключение, определяется исходя из направления протекания тока, которое отслеживается с помощью реле мощности. В контролируемом сечении переток активной мощности начинает передаваться по линиям более высокого класса напряжения 220 – 500 кВ (входящим в сечение), тем самым оптимизируя процесс передачи электрической энергии. В случае увеличения передаваемой мощности по ВЛ 220 – 500 кВ, увеличится значение тока в ВЛ, т.е. при условии  $I_{220} > I_{уст,220}$  контролирующий орган дает сигнал на обратное включение линии 110 кВ. Алгоритм работы АУОПЭЭ представлен на рисунке 5.

Если контролируемые параметры на ВЛ 110 кВ находятся в длительно-допустимых значениях не меньше  $I_{min}$ , то устройство находится в режиме мониторинга.

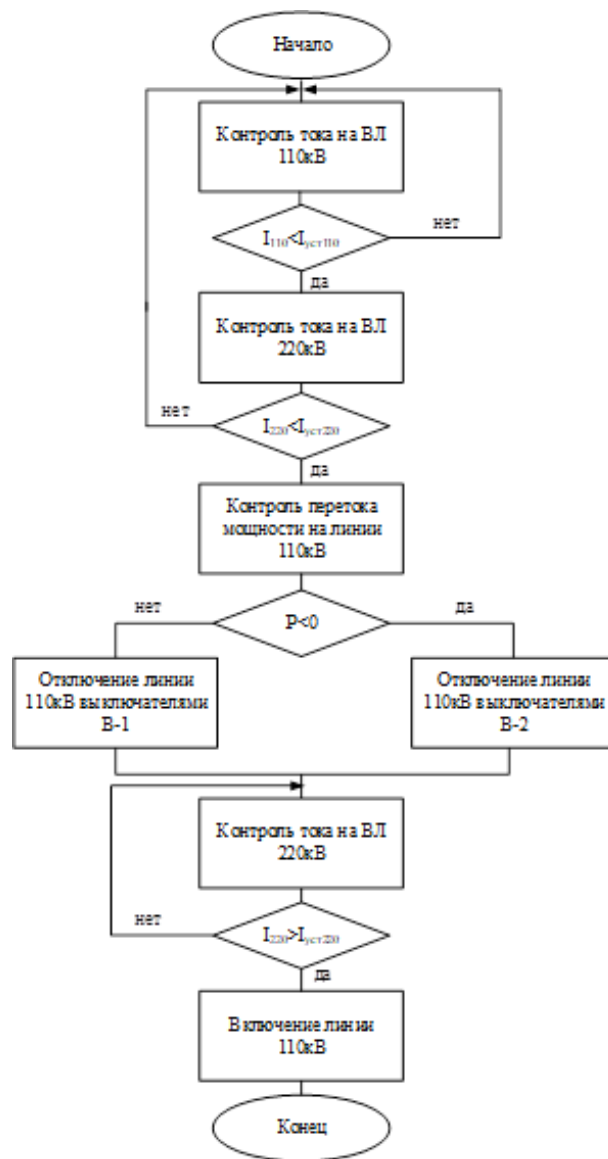


Рисунок 5 – Алгоритм работы АУОПЭЭ

### 3.3 Моделирование алгоритма работы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии

Моделирование алгоритма работы автоматического устройства оптимизации потерь электроэнергии было выполнено в ПК RastrWin3. Моделирование проводилось для трех вариантов принципиальных электрических схем контролируемых сечений, представленных на рисунках 6 – 8. На рисунке 6 представлено контролируемое сечение, в которое входят ЛЭП класса напряжения 110 – 500 кВ. Под контролируемым сечением принято принимать совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерскими центрами системного

оператора. На рисунке 7 в контролируемое сечение включены линии классов напряжения 220 – 500 кВ. В контролируемое сечение, представленное на рисунке 8, входят линии напряжением 110 – 220 кВ. Для всех рассматриваемых схем переток мощности направлен от подстанции 1 к подстанции 2. Для схемы №1 (рисунок 6) также был рассмотрен вариант с промежуточным отбором мощности на ВЛ 110 кВ.

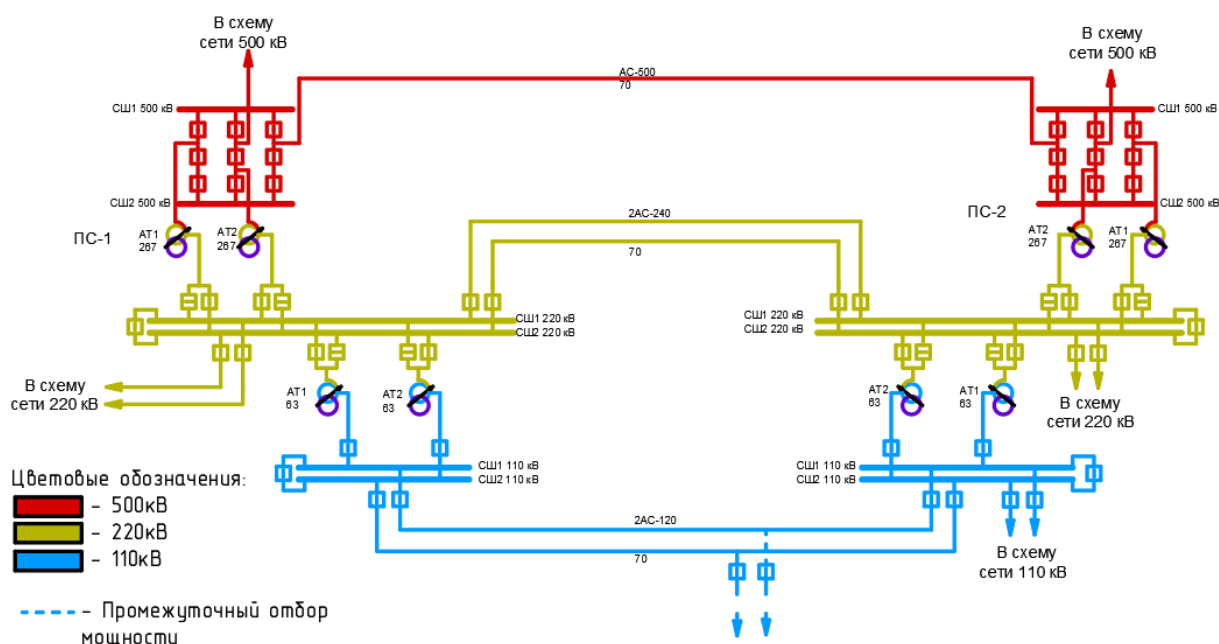


Рисунок 6 – Схема электрическая принципиальная №1

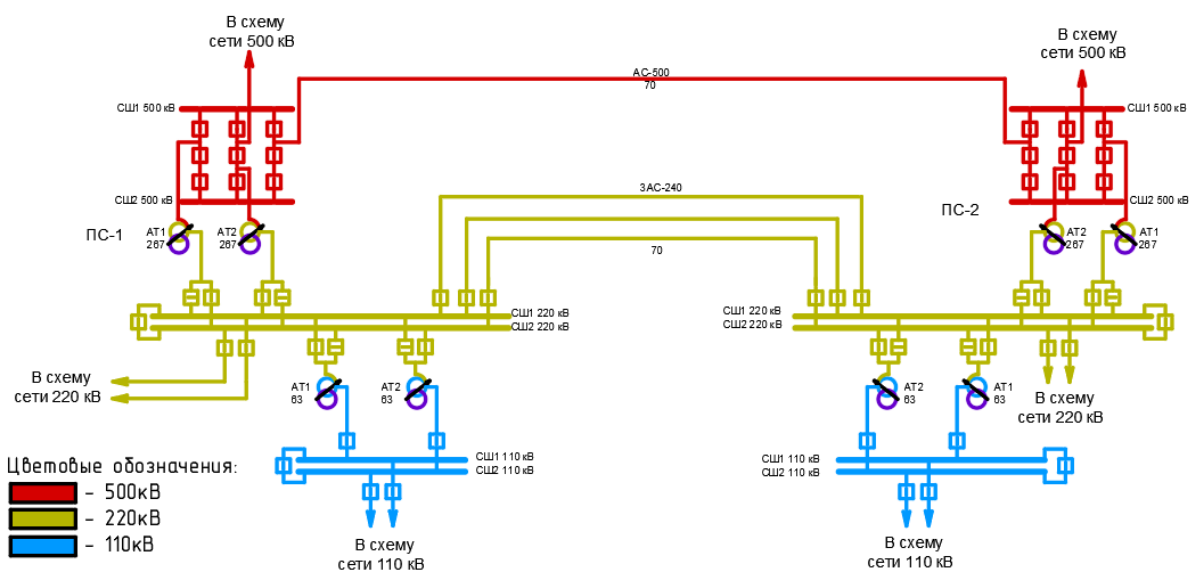


Рисунок 7 – Схема электрическая принципиальная №2



Для принципиальной электрической схемы №1 сформирована цифровая расчетная модель в ПК RastrWin3, схема которой представлена на рисунке 9.





За базовый узел был принят узел №1 (на ПС-1 500 кВ). Нагрузка составляет 400 МВт, 300 МВт на напряжении 220 кВ ПС-2 и 100 МВт на напряжении 110 кВ ПС-2. Протяженность линий электропередачи составляет 70 км. Первоначально был проведен расчет нормального установившегося режима, представленного на рисунке 9. В таблице 5 приведена структура потерь активной мощности для электрической схемы №1 в нормальном режиме. Согласно таблице 5 наибольшие потери активной мощности наблюдаются в ЛЭП 110 кВ.

Таблица 5 – Структура потерь активной мощности схемы №1

Номинальное напряжение Уном, кВ	Потери активной мощности в сети, dP, МВт	Потери активной мощности в линиях электропередач dP <sub>ЛЭП</sub> , МВт	Потери активной мощности в трансформаторах dP <sub>Тр-р</sub> , МВт	Потери на корону dP <sub>кор</sub> , МВт	Потери на холостой ход в тр- рах dP <sub>Тр-р XX</sub> , МВт
500	2,34	1,19	0,12	0,4	0,63
220	1,3	1,01	0,12	0,13	0,04
110	1,35	1,33	-	0,01	-
ИТОГО	4,99	3,53	0,24	0,54	0,67

Для определения эффективности схемно–режимных мероприятий для данной схемы был проведен ряд расчетов электрических режимов:

- 1.Нормальный режим;
- 2.Одностороннее отключение одной ВЛ 110 кВ;
- 3.Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ;
- 4.Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ;
- 5.Одностороннееотключение двух ВЛ 110 кВ и двух ВЛ 220 кВ;
- 6.Одностороннееотключение ВЛ 500 кВ;
- 7.Одностороннееотключение одной ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ.

Результаты расчетов представлены на графиках (рисунки 10, 11). На рисунке 10 представлен график изменения потерь активной мощности в сети в зависимости от режимной ситуации, на рисунке 11 представлен график

изменения потерь активной мощности в ЛЭП в зависимости от режимной ситуации.

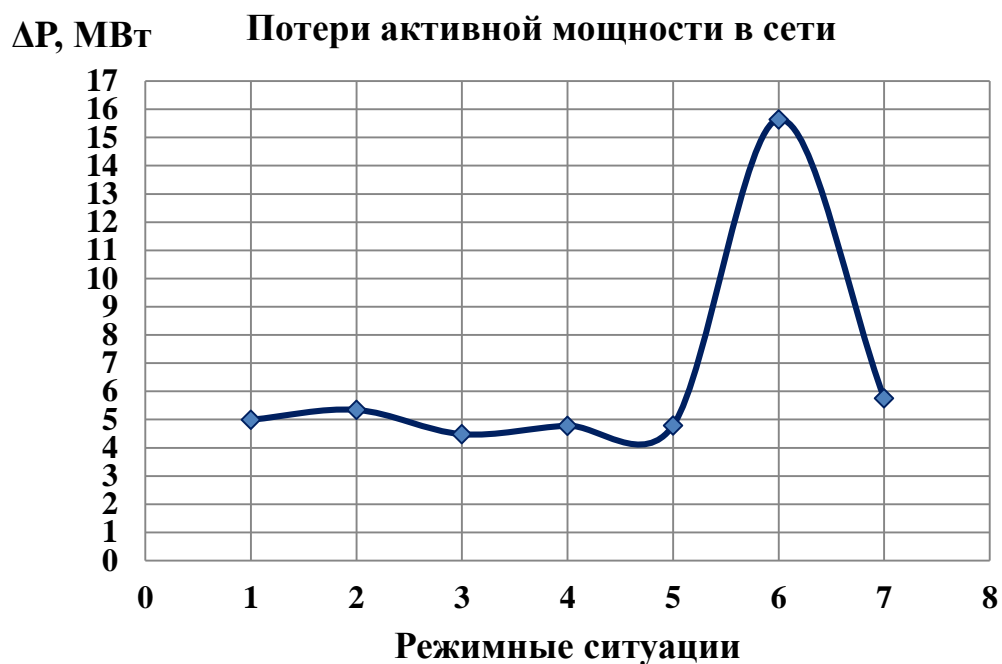


Рисунок 10 – График зависимости потерь активной мощности в сети от режимных ситуаций

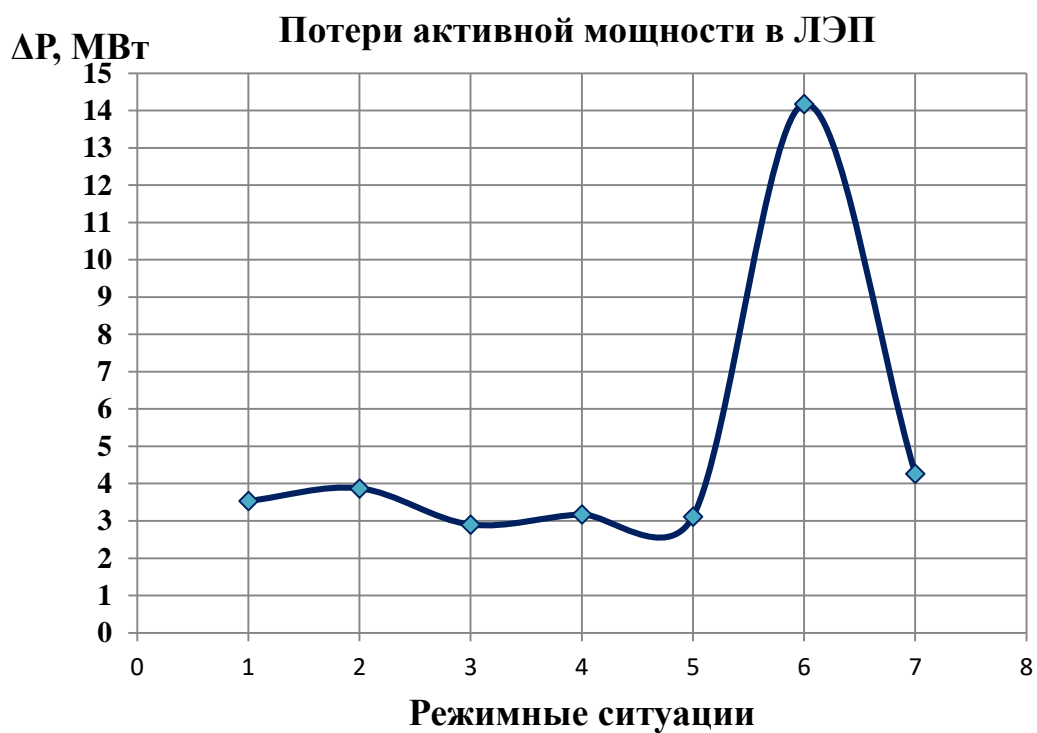


Рисунок 11 – График зависимости потерь активной мощности в ЛЭП от режимных ситуаций

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составляют 4,99 МВт, из них потери активной мощности в ЛЭП – 3,53 МВт.

При одностороннем отключении одной из ВЛ напряжением 110 кВ происходит наброс мощности на вторую ВЛ 110 кВ, вследствие чего увеличиваются потери активной мощности, т.к. общее сопротивление связи увеличивается, активное сопротивление линии определяется по формуле (9):

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}, \quad (9)$$

где  $l$  – длина линий, км;  $r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км;  $n_{\text{ц}}$  – количество цепей.

Таким образом, согласно формуле 9 при уменьшении количества цепей, происходит увеличение активного сопротивления линии.

Как видно из графиков наиболее эффективным является мероприятие под номером 3 - отключение двух ВЛ 110 кВ, это объясняется тем, что при отключении ВЛ 110 кВ переток мощности распределяется по линиям 220 и 500 кВ, а при увеличении напряжения, потери активной мощности уменьшаются, согласно формуле 10.

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \quad (10)$$

где  $\Delta P_{\text{л}}$  – потери активной мощности в ЛЭП, МВт;  $I$  – ток, протекающий в ВЛ, кА;  $R$  – активное сопротивление ВЛ, Ом;  $S$  – полная мощность, МВА;  $U$  – напряжение ВЛ, кВ;  $P$  и  $Q$  – активная и реактивная мощности, МВт и МВар соответственно.

Отключение двух ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ также уменьшаются потери активной мощности в сети, но менее эффективно чем в третьем варианте, поскольку при отключении одной ВЛ 220 кВ сопротивление связи увеличивается.

Отключение двух ВЛ 110 кВ и двух ВЛ 220 кВ как и в предыдущем случае не является самым эффективным мероприятием, поскольку сопротивление связи увеличивается.

Также для электрической схемы №1 рассмотрим зависимость между протяженностью линий и потерями энергии, для этого увеличим длины линий до 140 км. На рисунке 12 представлен расчет нормального установившегося режима для электрической схемы №1 при протяженности ВЛ 140 км каждая.

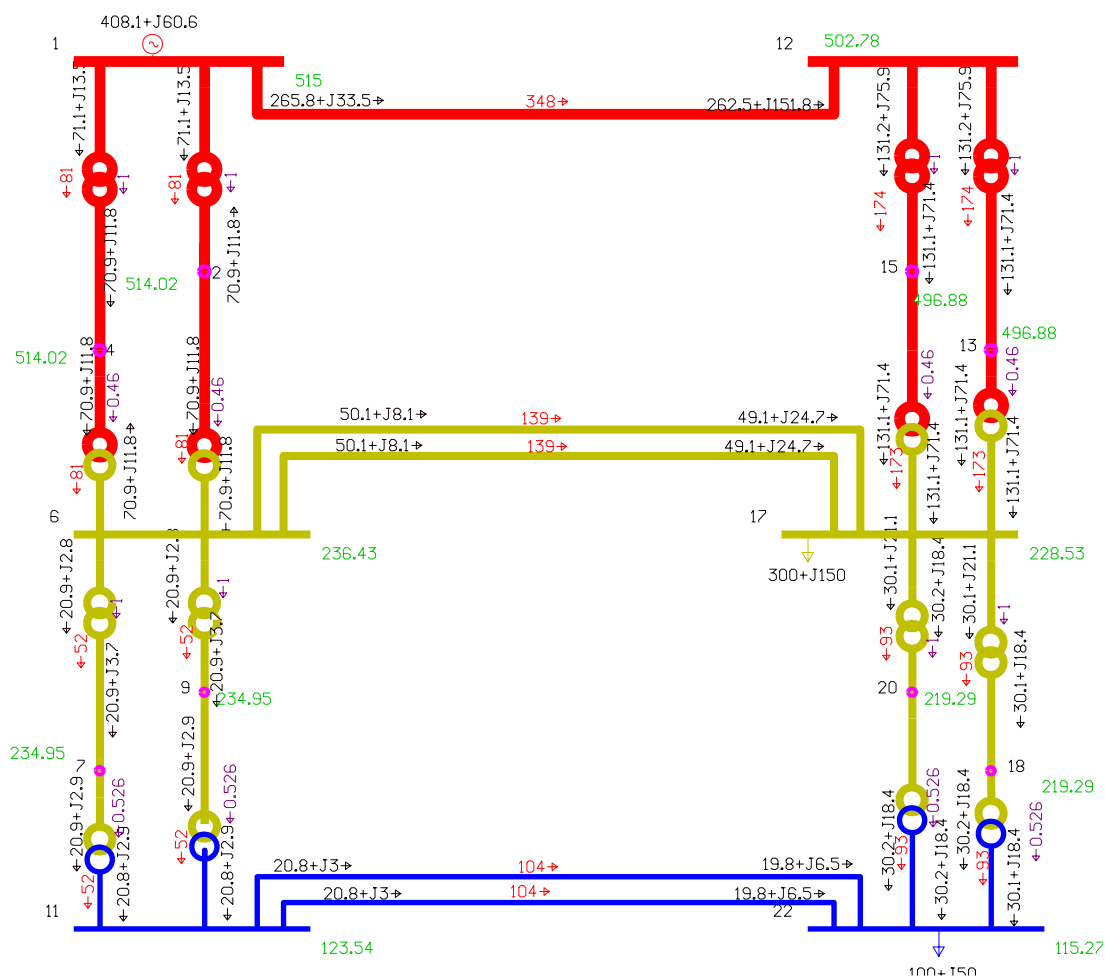


Рисунок 12 – Схема электрическая принципиальная №1 в ПК RastrWin3 (при протяженности ВЛ 140 км)

Для рассматриваемой схемы был проведен ряд расчетов электрических режимов, а именно:

1. Нормальный режим;
2. Одностороннее отключение одной ВЛ 110 кВ;
3. Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ;
4. Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ;
5. Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ и двух ВЛ 220 кВ;
6. Одностороннее отключение ВЛ 500 кВ;
7. Одностороннее отключение одной ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ.

Результаты расчетов представлены на графиках (рисунки 13, 14). На рисунке 13 представлен график изменения потерь активной мощности в сети в зависимости от режимной ситуации, на рисунке 14 представлен график изменения потерь активной мощности в ЛЭП в зависимости от режимной ситуации.

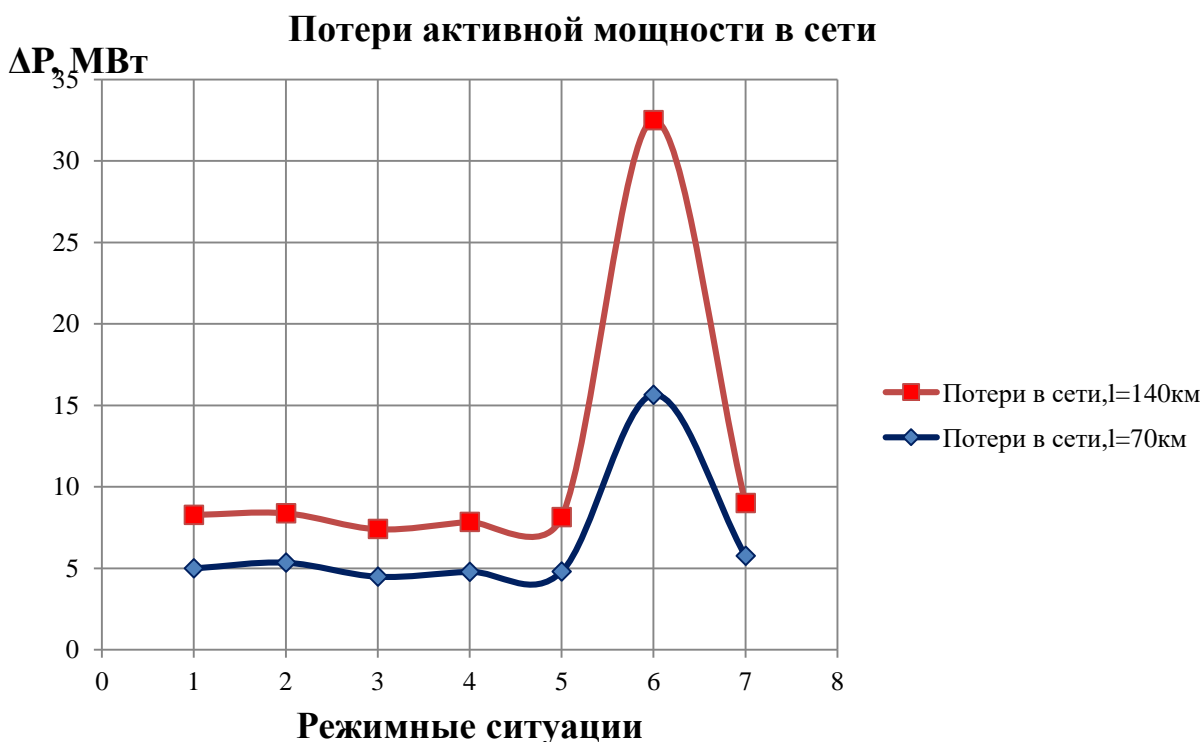


Рисунок 13 – График зависимости потерь активной мощности в сети от режимных ситуаций

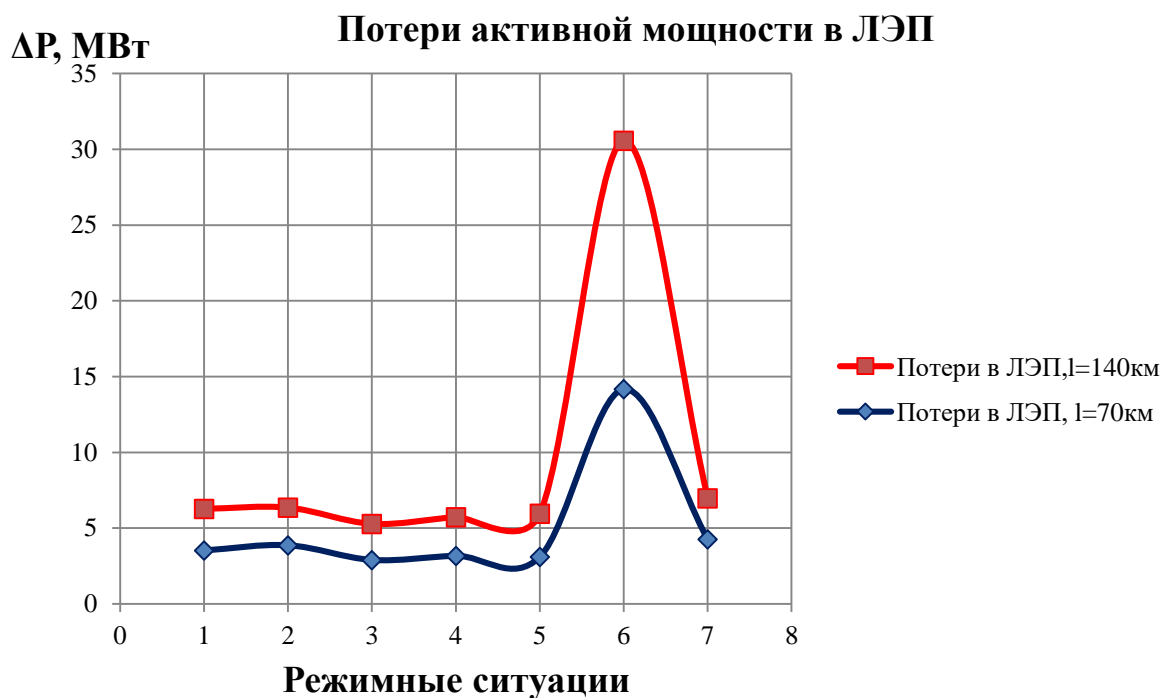


Рисунок 14 – График зависимости потерь активной мощности в ЛЭП от режимных ситуаций

Проведя сравнительный анализ, можно сделать вывод, что при увеличении протяженности линий, увеличиваются потери активной мощности в сети. Данный факт объясняется тем, что при увеличении протяженности увеличивается сопротивление линии, соответственно потери увеличиваются прямопропорционально сопротивлению (формула 9).

Эффективность режимных мероприятий аналогична предыдущим расчетам. Самым эффективным является третье мероприятие (отключение двух ВЛ 110 кВ), самым неэффективным мероприятием является мероприятие под номером 6 (отключение двух ВЛ 500 кВ).

Помимо протяженности линий важным фактором эффективности схемно-режимных мероприятий является конфигурация сети, а именно, наличие отпаяк (ответвлений). На рисунке 6 ответвления показаны голубыми пунктирными линиями, отходящими от ВЛ 110 кВ. В программном комплексе RastrWin3 было выполнено моделирование нормального установившегося режима электрической схемы №1 с отпайками, которое представлено на рисунке 15.



$\Delta P$ , МВт

### Потери активной мощности в сети

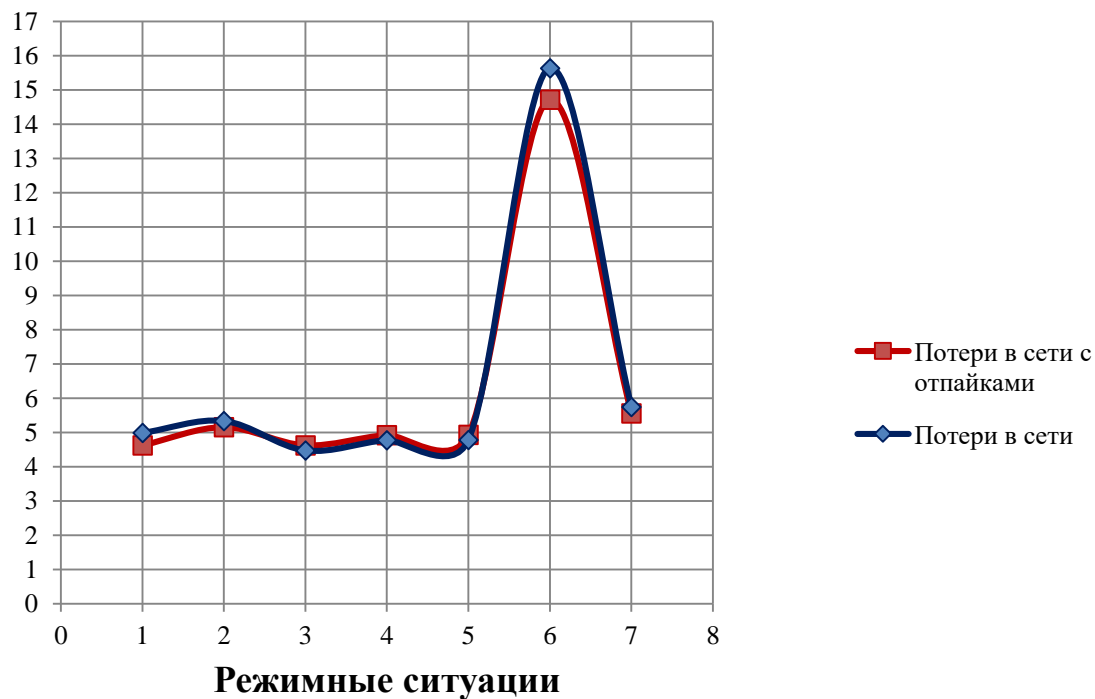


Рисунок 16 – График зависимости потерь активной мощности в сети от режимных ситуаций

$\Delta P$ , МВт

### Потери активной мощности в ЛЭП

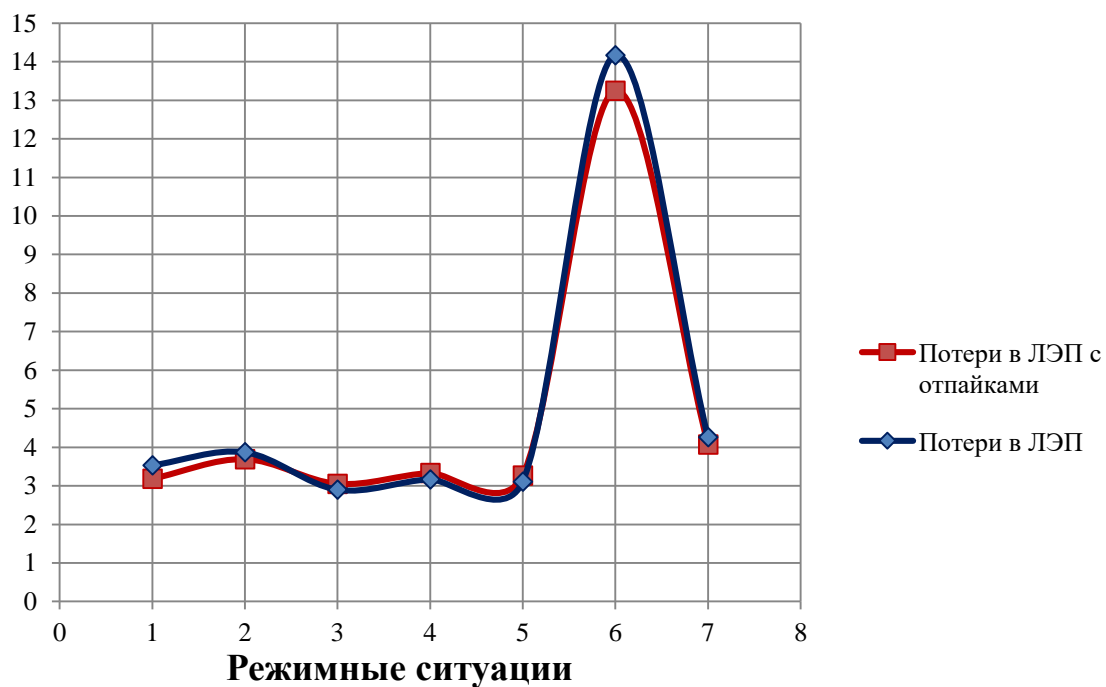


Рисунок 17 – График зависимости потерь активной мощности в ЛЭП от режимных ситуаций



В нормальном режиме потери активной мощности в сети составляют 4,63 МВт, из них потери активной мощности в ЛЭП – 3,18 МВт. В данной схеме потери меньше, чем в схеме без промежуточного отбора мощности, это объясняется тем, что расстояние до нагрузки сократилось.

При отключении одной из ВЛ напряжением 110 кВ происходит наброс мощности на вторую ВЛ 110 кВ, вследствие чего увеличиваются потери активной мощности.

Наиболее эффективным является мероприятие номер 3 - отключение двух ВЛ 110 кВ, это объясняется тем, что при отключении ВЛ 110 кВ переток мощности распределяется по линиям 220 и 500 кВ, а при увеличении напряжения потери активной мощности уменьшаются, согласно формулам 9, 10.

Отключение двух ВЛ 110 кВ и одной ВЛ 220 кВ также уменьшает потери активной мощности в сети, но менее эффективно чем в третьем варианте, т.к. увеличивается сопротивление связи. Аналогично для случая под номером 5.

При отключении ВЛ 500 кВ перетоки мощности перераспределяются по классам напряжения 110 и 220 кВ не смотря на то, потери в ЛЭП увеличиваются в 3 раза.

Последняя режимная ситуация является одним из худших вариантов, т.к. потери в сети увеличиваются, такое схемно-режимное мероприятие представляет собой неоптимальное распределение перетоков мощности.

Для принципиальной электрической схемы №2 сформирована цифровая расчетная модель в ПК RastrWin3, схема которой представлена на рисунке 18.

За базовый узел был принят узел №1 (на ПС-1 500 кВ). Нагрузка составляет 400 МВт, 50 МВт на ПС-1 110кВ, 300 МВт на напряжении 220 кВ ПС-2 и 50 МВт на напряжении 110 кВ ПС-2. Протяженность линий электропередачи составляет 70 км. Первоначально был проведен расчет нормального установившегося режима, представленного на рисунке 18. В

таблице 6 приведена структура потерь активной мощности для электрической схемы №2 в нормальном режиме. Согласно таблице 6 наибольшие потери активной мощности наблюдаются в ЛЭП 110 кВ.

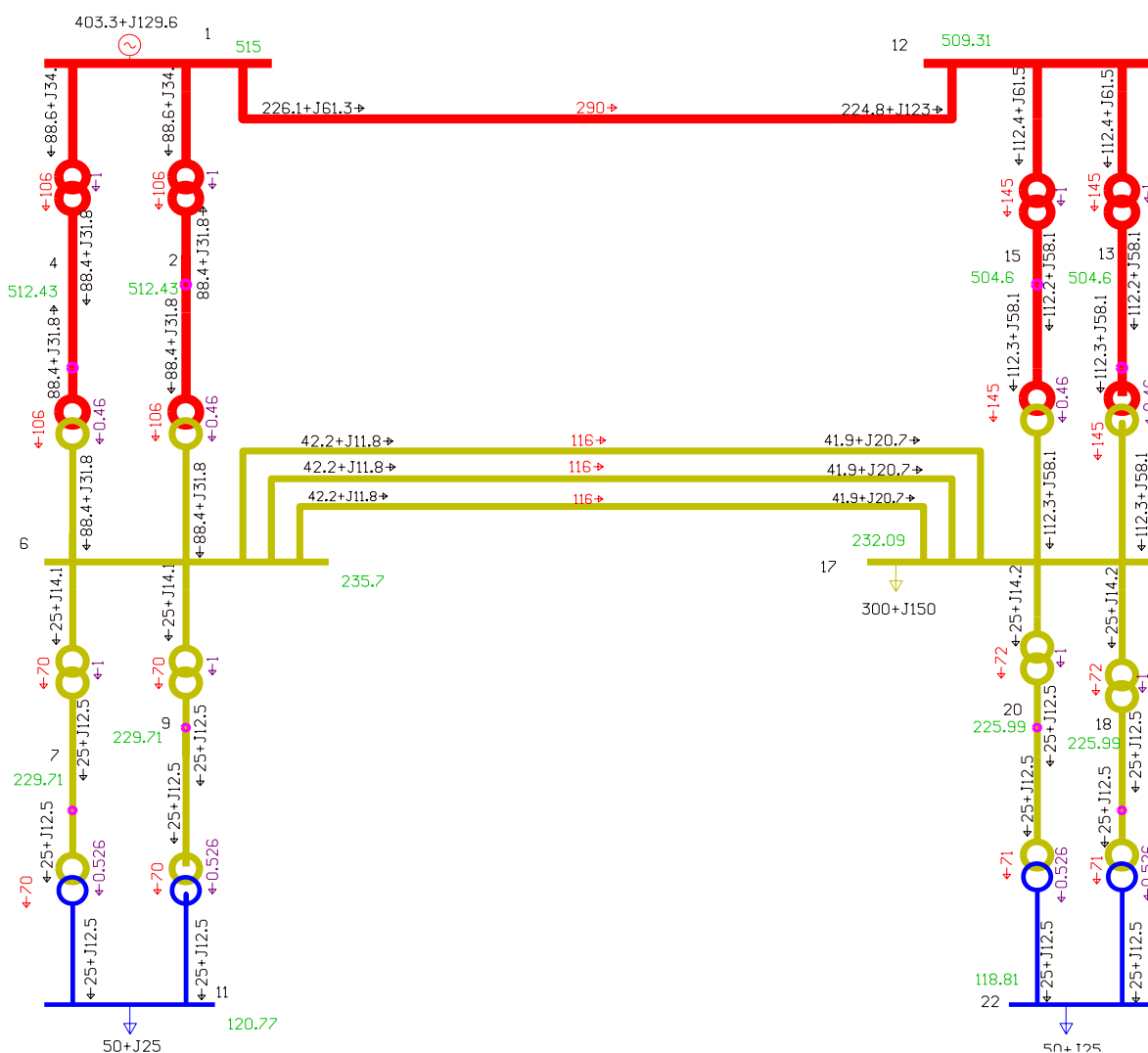


Рисунок 18 – Схема электрическая принципиальная №2 в ПК RastrWin3

Таблица 6 – Структура потерь активной мощности схемы №2

Номинальное напряжение U <sub>ном</sub> , кВ	Потери активной мощности в сети, dP, МВт	Потери активной мощности в линиях электропередач dP <sub>ЛЭП</sub> , МВт	Потери активной мощности в трансформаторах dP <sub>Тр-р</sub> , МВт	Потери на корону dP <sub>кор</sub> , МВт	Потери на холостой ход в тр-рах dP <sub>Тр-р XX</sub> , МВт
500	2,3	1,16	0,12	0,4	0,63
220	1,76	1,4	0,11	0,2	0,04
Итого	4,06	2,56	0,23	0,6	0,67

Для определения эффективности схемно–режимных мероприятий для данной схемы был проведен ряд расчетов электрических режимов:

1. Нормальный режим;
2. Отключение одной ВЛ 220 кВ;
3. Отключение двух ВЛ 220 кВ;
4. Отключение трех ВЛ 220 кВ;
5. Отключение ВЛ 500 кВ;

Результаты расчетов представлены на графиках (рисунки 19, 20). На рисунке 19 представлен график изменения потерь активной мощности в сети в зависимости от режимной ситуации, на рисунке 20 представлен график изменения потерь активной мощности в ЛЭП в зависимости от режимной ситуации.



Рисунок 19 – График зависимости потерь активной мощности в сети от режимных ситуаций

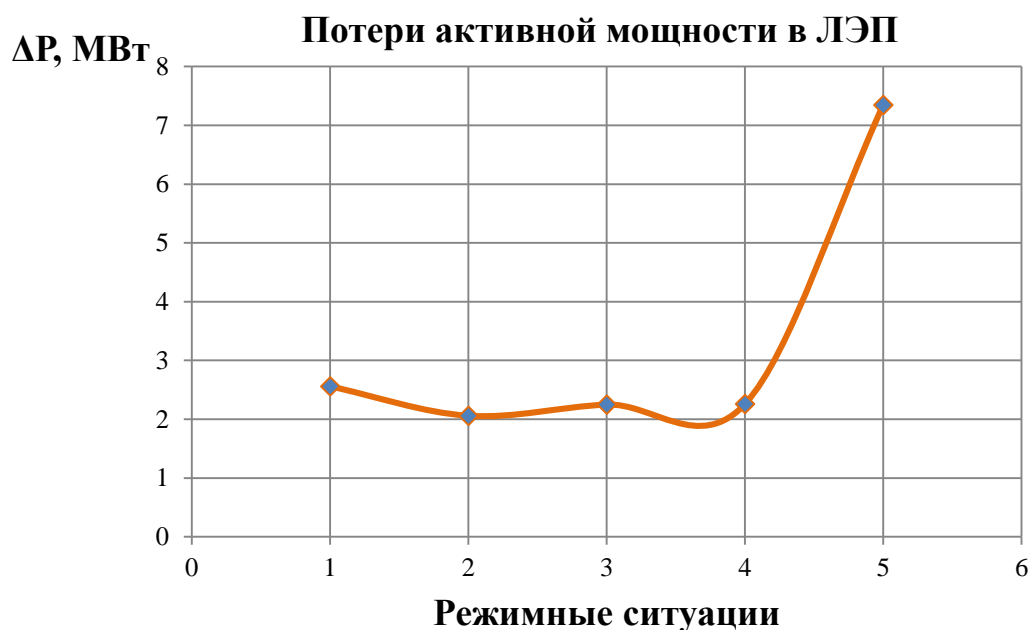


Рисунок 20 – График зависимости потерь активной мощности в ЛЭП от режимных ситуаций

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составляют 4,06 МВт, из них потери активной мощности в ЛЭП – 2,56 МВт.

При отключении одной ВЛ напряжением 220 кВ потери активной мощности в сети уменьшаются, такое распределение потоков мощности является самым оптимальным, потери в сети снижаются до 3,55 МВт.

Отключение двух ВЛ 220 кВ и трех ВЛ 220 кВ в целом снижают потери активной мощности в сети, но менее эффективно, чем в предыдущем случае, т.к. увеличивается сопротивление связи.

При отключении ВЛ 500 кВ потоки мощности перераспределяются по ВЛ 220 кВ и соответственно, потери активной мощности увеличиваются, т.к. напряжение уменьшилось.

Для принципиальной электрической схемы №3 сформирована цифровая расчетная модель в ПК RastrWin3, схема которой представлена на рисунке 21.

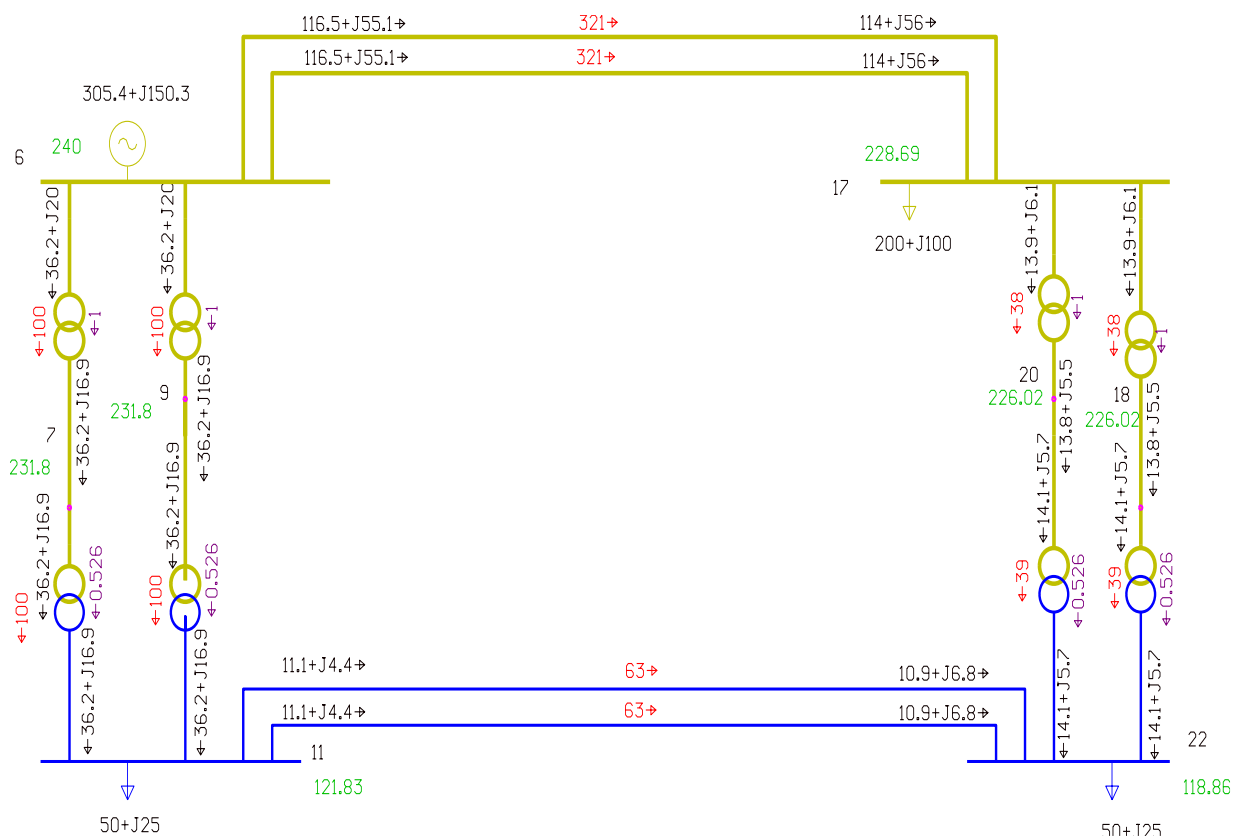


Рисунок 21 – Схема электрическая принципиальная №3 в ПК RastrWin3

За базовый узел был принят узел №6 (на ПС-1 220 кВ). Нагрузка составляет 300 МВт, 50 МВт на ПС-1 110кВ, 200 МВт на напряжении 220 кВ ПС-2 и 50 МВт на напряжении 110 кВ ПС-2. Протяженность линий электропередачи составляет 70 км. Первоначально был проведен расчет нормального установившегося режима, представленного на рисунке 21. В таблице 7 приведена структура потерь активной мощности для электрической схемы №3 в нормальном режиме. Согласно таблице 7 наибольшие потери активной мощности наблюдаются в ЛЭП 110 кВ.

Таблица 7 – Структура потерь активной мощности схемы №3

Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Потери активной мощности в сети, $dP$ , МВт	Потери активной мощности в линиях электропередач $dP_{ЛЭП}$ , МВт	Потери активной мощности в трансформаторах $dP_{Тр-р}$ , МВт	Потери на корону $dP_{кор}$ , МВт	Потери на холостой ход в тр-рах $dP_{Тр-р XX}$ , МВт
220	5,24	4,93	0,13	0,13	0,04
110	0,38	0,36	-	0,01	-
ИТОГО	5,62	5,29	0,13	0,14	0,04

Для схемы №3 был проведен ряд расчетов электрических режимов:

- 1.Нормальный режим;
- 2.Одностороннее отключение одной ВЛ 110 кВ;
- 3.Одностороннее отключение двух ВЛ 110 кВ.

Результаты расчетов представлены на графиках (рисунки 22, 23). На рисунке 22 представлен график изменения потерь активной мощности в сети в зависимости от режимной ситуации, на рисунке 23 представлен график изменения потерь активной мощности в ЛЭП в зависимости от режимной ситуации.



Рисунок 22 – График зависимости потерь активной мощности в сети от режимных ситуаций

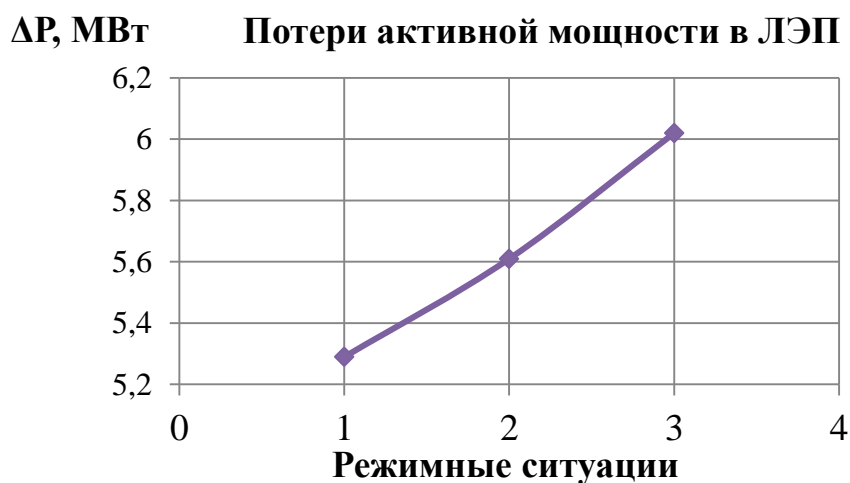


Рисунок 23 – График зависимости потерь активной мощности в ЛЭП от режимных ситуаций

Расчет нормального установившегося режима показал, что потери в сети составляют 5,62 МВт, потери в ЛЭП составляют 5,29 МВт.

При одностороннем отключении одной ВЛ 110 кВ происходит наброс мощности на ВЛ 110 кВ, что в свою очередь ведет к увеличению потерь активной мощности.

При отключении двух ВЛ напряжением 110 кВ потери в сети продолжают расти, т.к. увеличивается сопротивление связи.

Логично предположить, что отключение ВЛ 220 кВ приведет к увеличению потерь активной мощности, поскольку класс напряжения по которому будет передаваться электроэнергия снизится.

### **Выводы по главе 3**

В данной главе был разработан алгоритм АУОПЭЭ, сформулированы основные требования к нему и проведено моделирование алгоритма в ПК RastrWin3.

К основным требованиям можно отнести следующее: дискретность; результативность; алгоритм должен быть понятным; детерминированность; правильность.

В режиме минимальных нагрузок АУОПЭЭ производит автоматическое одностороннее отключение воздушной линии электропередачи. При отключении ВЛ напряжением 110 – 220 кВ в контролируемых сечениях переток активной мощности передается по линиям более высокого класса напряжения 220 – 500 кВ, тем самым увеличивается класс напряжения, по которому передается электроэнергия, соответственно сокращаются потери электроэнергии.

Проведенные эксперименты показали, что применение устройства целесообразно использовать для схем №1 и №2, т. е. при наличии ВЛ 500 кВ. Для схемы №1 самым эффективным мероприятием по снижению потерь активной мощности является отключение двух ВЛ 110 кВ, для схемы №2 – отключение одной ВЛ 220 кВ.

## **Глава 4. Формулирование общих конструктивных решений по разработке автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии**

### **4.1 Общие требования к автоматическому устройству оптимизации потерь электрической энергии**

Разрабатываемое автоматическое устройство оптимизации потерь электроэнергии должно обеспечивать:

- Пофазный контроль снижения и повышения тока на ВЛ напряжением 110 кВ и выше от трансформаторов тока;
- Блокировку автоматического повторного включения линии и блокировку релейной защиты при отключении ВЛ напряжением 110 кВ и выше в режиме минимальных нагрузок;
- Разблокировку автоматического повторного включения линии и блокировку релейной защиты, отключенной ранее ВЛ напряжением 110 кВ и выше;
- Отключение ВЛ 110 – 220 кВ при достижении тока в контролируемой линии  $I < I_{\min}$  в целях оптимизации потерь электроэнергии;
- Включение ранее отключенной ВЛ 110 – 220 кВ при достижении на смежной линии 220 – 500 кВ величины тока  $I > I_{\text{уст.нр}}$  или при отсутствии тока в этой линии  $I = 0$ .

В автоматическом устройстве оптимизации потерь электроэнергии должно быть предусмотрено наличие:

- ✓ Цифровых и/или дискретных входов и выходов;
- ✓ Аналоговых входов;
- ✓ Цифровых и/или дискретных выходов сигнализации;
- ✓ Обработка поступающей информации;
- ✓ Хранение входной, промежуточной и выходной информации;
- ✓ Сопряжение с АСУ ТП;



✓ Обмен с центром управления по протоколам связи МЭК60870-5-104 и МЭК61850.

В автоматическом устройстве оптимизации потерь электроэнергии допускается использование элементов свободно программируемой логики. Также должна иметься возможность задания уставок срабатывания, как в первичных, так и во вторичных величинах.

В АУОПЭЭ для каждого модуля должна обеспечиваться самодиагностика и при выявлении неисправности, должна быть произведена блокировка действия устройства и подана сигнализация.

В составе математического обеспечения должны входить алгоритмы, в форме, допускающей их реализацию в программном обеспечении.

Для максимальной эффективности работы АУОПЭЭ необходимо согласовать его действия и действия устройств, работающих смежно с ним. АУОПЭЭ должно интегрироваться в существующие системы противоаварийной автоматики и проектироваться с учётом возможной модернизации всей системы противоаварийного управления.

Все вышеперечисленные требования разработаны на основании [14].

Основными техническими требованиями к АУОПЭЭ являются:

1. Измерение режимных параметров в цифровом и аналоговом форматах
2. Устройство должно обладать необходимыми интерфейсами для обмена данными;
3. Устройство должно производить одностороннее отключение ВЛ только в режиме минимальных нагрузок, когда ток в линии достиг значения меньшего  $I_{\min}$ .
4. Если ВЛ 110 – 220 кВ (в зависимости от принципиальной схемы) отключены устройством и одновременно на ВЛ 220 – 500 кВ происходит отключение одной из линий, устройство должно ввести в работу отключенные до этого линии.

5. При достижении на ВЛ 220 – 500 кВ тока большего  $I_{уст.нр}$ , устройство должно ввести в работу ранее отключенные линии.

6. При отключении ВЛ в режиме малых нагрузок для корректной работы одновременно с отключением выключателя должна срабатывать блокировка на срабатывание РЗ и АПВ.

#### **4.2 Разработка структурно-функциональной схемы автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии**

Структурно – функциональная схема представлена на рисунке 24. Схема АУОПЭЭ включает в себя следующее:

- Контролирующий орган выключателя;
- Блок минимального значения тока  $I_{min}$ ;
- Блок тока установившегося нормального режима  $I_{уст.нр}$ ;
- Цепи управления;
- Измерительные цепи.

Значения токов воздушных линий напряжением 110 – 220 кВ от трансформаторов тока передаются по измерительным цепям в АУОПЭЭ в блоки: контролирующий орган выключателя,  $I_{min}$  и  $I_{уст.нр}$ . В режиме малых нагрузок при достижении значений тока на ВЛ 110 кВ  $I < I_{min}$  блок  $I_{min}$  подает на линейный выключатель 110 кВ сигнал об отключении по цепям управления, а также сигнал на блокировку РЗ и АПВ линии

При достижении на ВЛ 220 кВ величины тока большей чем уставки по току нормального установившегося режима  $I > I_{уст.нр}$  блок  $I_{уст.нр}$  подает сигнал на разблокировку РЗ и АПВ на ВЛ 110 кВ и на включение этой линии.

В случае фиксирования факта отключения выключателя на ВЛ 220 кВ, т.е. величина тока на ВЛ 220 кВ  $I = 0$  А, контролирующий орган выключателя подает сигнал на разблокировку РЗ и АПВ ВЛ 110 кВ и на ее включение.

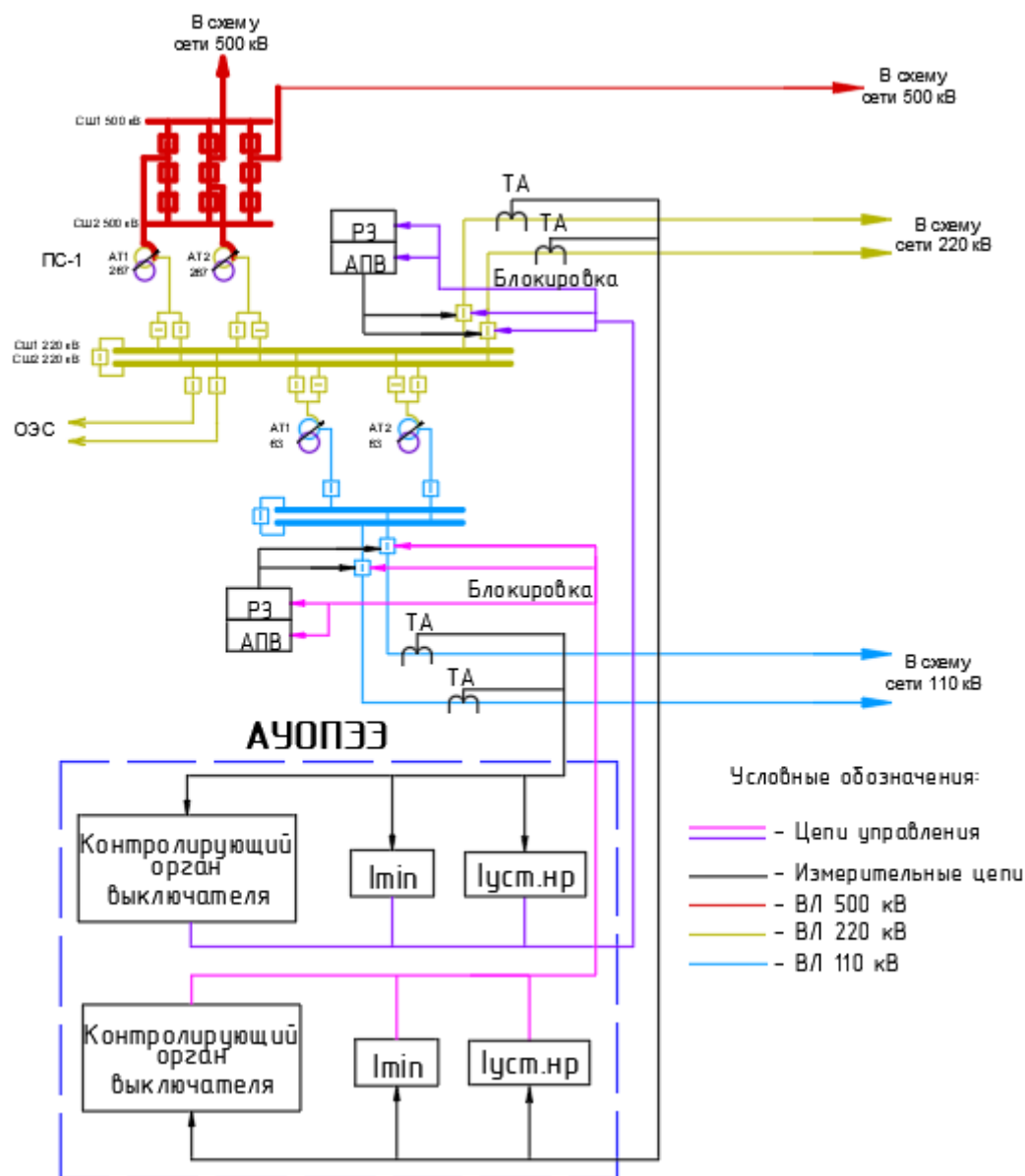


Рисунок 24 – Структурно – функциональная схема АУОПЭЭ

#### 4.3. Моделирование автоматического устройства оптимизации потерь электрической энергии

Моделирование схем логики АУОПЭЭ было выполнено с помощью программного комплекса SoftConstructor.

В ПК SoftConstructor существует возможность создания логических схем практически любой сложности. Каждая схема состоит из трех основных частей: входные данные, логико – вычислительная часть и выходные данные [15].

Входная часть представляет собой уставки и константы. От различных устройств на входы поступают обновляемые данные. Уставки задают настроечные параметры алгоритма, которые могут время от времени изменяться в процессе работы алгоритма. Константы представляют собой постоянные величины, не варьируемые за все время работы алгоритма.

На основании полученных данных от входной части реализуется алгоритм в логико – вычислительной части. Логико – вычислительная часть представляет собой [15]:

- Простые логические элементы: «И», «ИЛИ», «НЕ» и прочее;
- Арифметические операции: сложение, вычитание, деление, умножение;
- Математические функции:  $\sin$ ,  $\cos$ ,  $\exp$ ,  $\ln$  и т.п.;
- Стандартные функциональные блоки: триггеры, счетчики, таймеры и т.п.

Результат работы алгоритма находится в выходной части. Полученная информация в выходной части передается дальше на внешние устройства или алгоритмы.

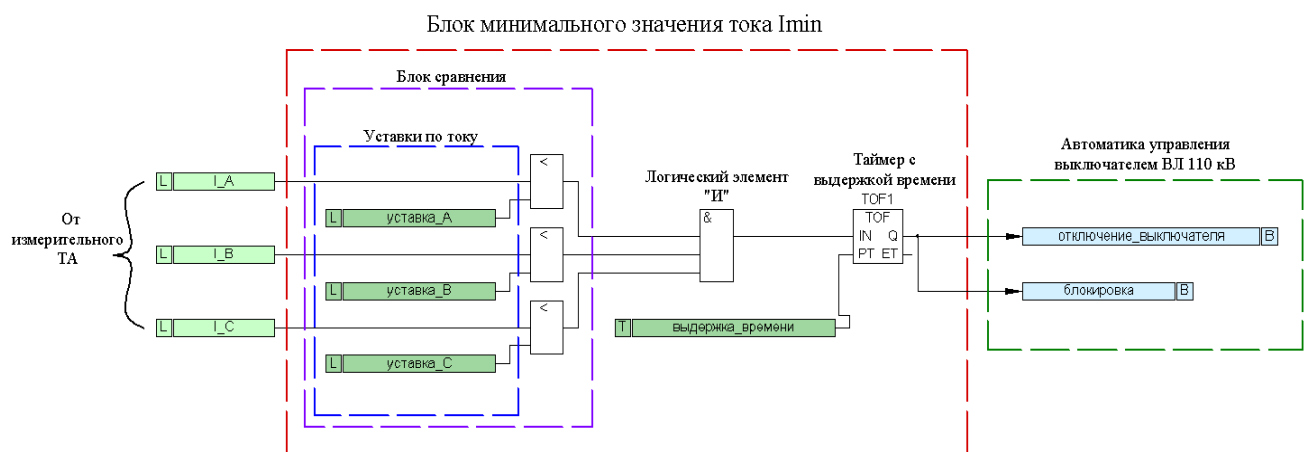


Рисунок 25 – Схема логики блока минимального значения тока  $I_{\min}$

В блок сравнения поступают аналоговые сигналы с трансформаторов тока воздушной линии напряжением 110 кВ. В этих сигналах передаются значения тока, протекающего в данной линии. В блоках сравнения величина тока в линии сравнивается с уставкой по току  $I_{\min}$ . Все поступающие

аналоговые сигналы с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) преобразовываются в цифровой сигнал. Таким образом, на выходе блока сравнения выходят цифровые сигналы. Если ток в линии меньше уставки  $I < I_{\min}$ , то передается сигнал единица (true), в противном случае ноль (false). В блоке «И» (логическое умножение) объединяются все три сигнала с каждой фазы ВЛ. Отключение ВЛ 110 кВ возможно в том случае, если во всех трех фазах значения тока меньше  $I_{\min}$ , в обратном случае линия остается в работе. При подаче сигнала об отключении ВЛ 110 кВ с блока «И» сигнал передается таймер «TOF1» с выдержкой. Далее сигнал передается на блокировку РЗ, АПВ и на отключение линейного выключателя.

Далее рассмотрим схему логики блока  $I_{\text{уст.нр}}$ , представленный на рисунке 26



Рисунок 26 – Схема логики блока тока установившегося нормального режима

$I_{\text{уст.нр}}$

В блок сравнения поступают аналоговые сигналы с трансформаторов тока воздушной линии напряжением 220 кВ. В этих сигналах передаются значения тока, протекающего в данной линии. В блоках сравнения величина тока в линии сравнивается с уставкой по току  $I_{\text{уст.нр}}$  (ток установившегося нормального режима). Все поступающие аналоговые сигналы с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) преобразовываются в цифровой сигнал. Таким образом, на выходе блока сравнения выходят цифровые сигналы. Если ток в линии больше уставки  $I > I_{\text{уст.нр}}$ , то передается сигнал

единица (true), в противном случае ноль (false). В блоке «И» (логическое умножение) объединяются все три сигнала с каждой фазы ВЛ. Включение ВЛ 110 кВ возможно в том случае, если во всех трех фазах значения тока больше  $I_{уст.нр}$ , в обратном случае линия остается односторонне отключенной. При подаче сигнала о включении ВЛ 110 кВ с блока «И» сигнал передается таймер «TOF1» с выдержкой времени. Далее сигнал передается на разблокировку РЗ, АПВ и на включение линейного выключателя.

Рассмотрим схему логики контролирующего органа выключателя, представленного на рисунке 27

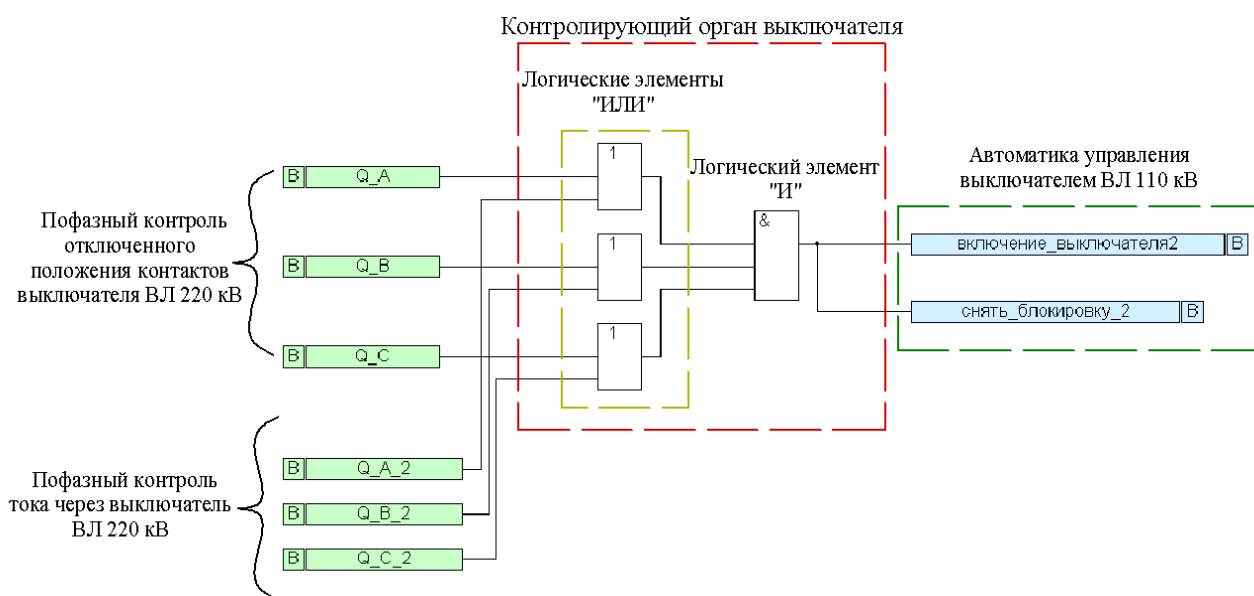


Рисунок 27 – Схема логики контролирующего органа выключателя

В блок «ИЛИ» подаются аналоговые сигналы всех фаз выключателя линии 220 кВ. Если выключатель линии 220 кВ включен нормально всеми фазами, то передается сигнал единица (true), в противном случае ноль (false). При подаче сигнала об отключении линейного выключателя ВЛ 220 кВ происходит включение выключателя линии 110 кВ, а также производится деблокирование РЗ и АПВ данной линии.

#### Выводы по главе 4

В данной главе были сформулированы общие требования к устройству, разработана структурно – функциональная схема и разработана схема блоков логики устройства в ПК SoftConstructor.

Требования к АУОПЭЭ сформулированы согласно техническим требованиям [14].

Структурно – функциональная схема включает в себя следующие основные компоненты:

- Контролирующий орган выключателя;
- Блок минимального значения тока  $I_{\min}$ ;
- Блок тока установившегося нормального режима  $I_{\text{уст.нр}}$ ;
- Цепи управления;
- Измерительные цепи.

Контролирующий орган выключателя, Блок минимального значения тока  $I_{\min}$  и блок тока установившегося нормального режима  $I_{\text{уст.нр}}$  были смоделированы в ПК SoftConstructor.

## Глава 5. Моделирование АУОПЭЭ в ПК MatLab Simulink

Для получения представления о процессах, протекающих в электрической сети энергосистемы, а также для проверки правильности функционирования алгоритма управления АУОПЭЭ, разработана цифровая модель исследуемого контролируемого сечения электрической сети энергосистемы и модель логики АУОПЭЭ в среде MatLab SIMULINK (рисунки 28, 40).

С помощью разработанной имитационной модели выполнено:

- моделирование нормального режима работы энергосистемы в режиме минимальных нагрузок;
- расчет уставок срабатывания автоматики;
- моделирование схемно-режимных мероприятий в ЭС (отключения и включения линии 110 кВ);
- настройка алгоритма АУОПЭЭ.

### 5.1 Моделирование контролируемого сечения исследуемой ЭС

Модель рассматриваемой электрической сети, представленной сечением 110-500 кВ, состоит из блоков, представленных в таблице 8.

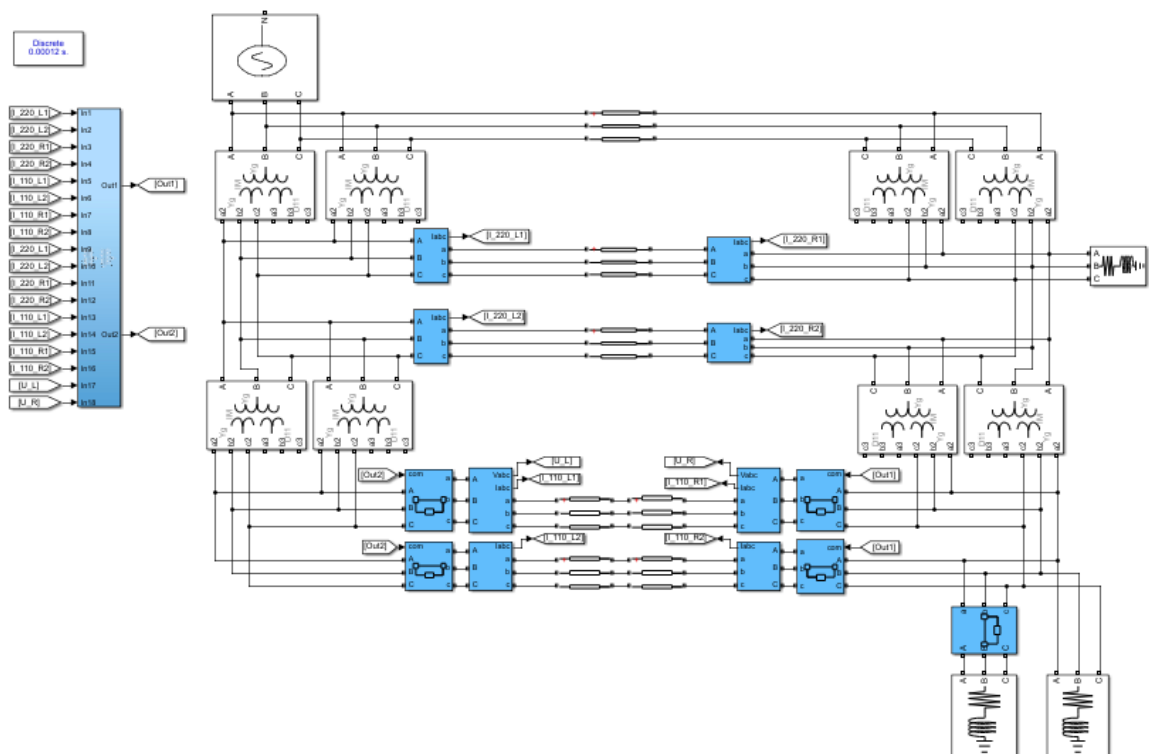
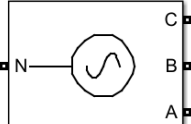
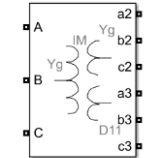

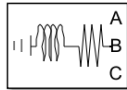
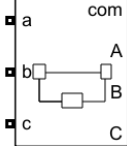
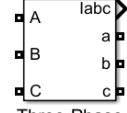

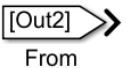


Рисунок 28 – Модель контролируемого сечения в ПК MatLab Simulink



Таблица 8 – Блоки, используемые при моделировании сечения исследуемой ЭС

Блок	Оригинальное название блока	Русское название блока	Принцип действия
Блоки, используемые в модели энергосети			
 <p>Three-Phase Source</p>	Three-Phase Source	Источник питания с изолированной нейтралью, соответствует реальному источнику питания	Вырабатывает трехфазную систему напряжений
 <p>Three-Phase Transformer Inductance Matrix Type (Three Windings)</p>	Three-Phase Transformer (Three Windings)	Трехобмоточный Трехфазный Трансформатор	Выполняет функции трехфазного трехобмоточного трансформатора
 <p>Distributed Parameters Line</p>	Distributed Parameters Line	Линия электропередачи с распределенными параметрами	Моделирует многофазную линию электропередачи с распределенными параметрами
 <p>Three-Phase Series RLC Load</p>	Series RLC Load	Последовательная	Выполняет функции RLC Нагрузки
 <p>Three-Phase Breaker</p>	Three-Phase Breaker	Высоковольтное коммутационное устройство	Производит отключение трехфазных цепей
 <p>Three-Phase V-I Measurement</p>	Three-Phase V-I Measurement	Трехфазный измеритель	Выполняет измерение токов и напряжений в трехфазных цепях.
 <p>powergui</p>	Powergui	Графический интерфейс пользователя	Используется для расчетов параметров линии и
 <p>From</p>	From/Goto	Передатчик сигнала	Передает сигнал от одного блока к другому

Источники напряжения имитируются с помощью блока Three-Phase Source. Данный блок состоит из трех источников переменного напряжения, соединенных в звезду с нулевым проводом, внутреннее активно-индуктивное

сопротивление не задано, все три фазы нагружены равномерно, источник выдает в сеть напряжение равное 515 кВ.

Рисунок 29 – Параметры трехфазного источника напряжения

Силовые трансформаторы имитируются с помощью блока Three-phase Transformer (Three Windings). Данный модуль построен на основе трех однофазных трансформаторов. В параметрах трансформатора задается: тип соединения обмоток, номинальная мощность, частота, номинальные напряжения трех фаз, сопротивление цепей намагничивания в о.е., ток холостого хода в процентах (рисунок 30).

Рисунок 30 – Параметры трансформатора

Воздушная линия представлена блоком Distributed Parameters Line. Данный блок моделирует многофазную линию электропередачи с распределенными параметрами. Расчет параметров моделей ЛЭП производится на основании характеристик проводов и геометрических размеров линии при помощи блока Powergui (вкладка Tools, RLC Line Parameters)

Для расчета параметров линий необходимо заполнить ряд параметров:

1) Геометрические параметры проводов ЛЭП (рисунок 31):

- количество фазных проводов (Number of phase conductors);
- обозначение проводов (p1, p2, p3);
- номер фазы (1, 2, 3);
- горизонтальное положение проводника (X);
- расстояние от точки крепления провода до земли ( $Y_{tower}$ );
- минимальное расстояние от провода до земли ( $Y_{min}$ );
- номер типа проводника (Cond. type);
- количество заземленных проводов (Number of ground wires).

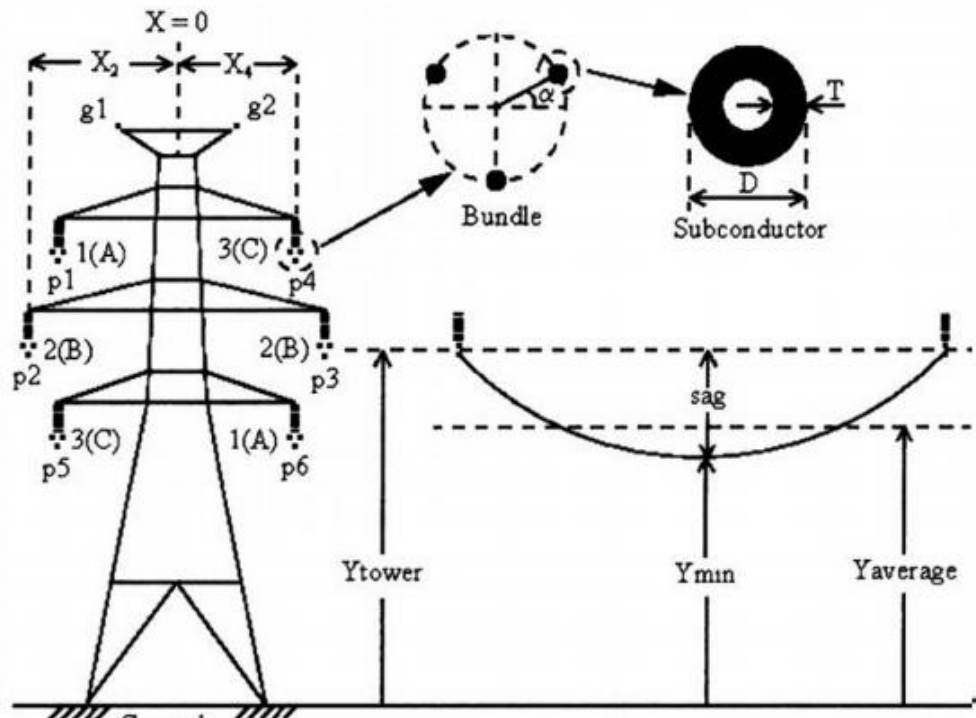


Рисунок 31 – Конфигурация и геометрические параметры проводов трехфазной двухцепной линии

2) Характеристики проводов:

- количество типов проводников (Number of conductor types);
- T/D ratio (отношение толщины проводящего материала к его наружному диаметру для полого проводника);
- средний геометрический радиус (Geometric Mean Radius (GMR));

- реактивное сопротивление проводника на единицу длины (Reactance  $X_a$ );
- учёт скин-эффекта (Include conductor skin effect);
- тип проводника (Conductor type);
- внешний диаметр проводника (Conductor outside diameter);
- удельное активное сопротивление проводника (Conductor DC resistance), Ом/км;
- относительная магнитная проницаемость проводника (Conductor relative permeability);
- количество проводов в расщеплённой фазе (Number of conductors per bundle);
- диаметр расщеплённого проводника (Bundle diameter);

• угол проводника №1, он определяет положение первого проводника в расщепленной фазе по отношению к горизонтальной линии, параллельной земле (Angle of conductor 1), град. В случае если в фазе один проводник, то значение параметра равно нулю.

В качестве примера на рисунках 32, 33 представлены параметры двухцепной ВЛ 500 кВ, выполненной с расщеплением фазы на три провода марки АС 300/66 с расположением проводов по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между проводами 40 см. Линия смонтирована на порталых металлических опорах с расстоянием между центрами расщепленных фаз по горизонтали 12 м [16]. Расстояние от точки крепления провода до земли 23 м. Стрела провеса провода принимается равной 8 м. Согласно [17], сопротивление линии постоянному току при 20 °С равно 0,1 Ом/км, диаметр провода – 2,45 см, диаметр стального сердечника 1,05 см. Параметр D/T определен как отношение толщины алюминиевой части к наружному диаметру проводника.

**General**

Units:

Frequency (Hz):

Ground resistivity (ohm.m):

Comments:

Одноцепная ВЛ 500 кВ с расщеплением фазы на три провода марки АС 300/66. Портальные металлические опоры с расстоянием между центрами расщепленных фаз по горизонтали 12 м. Сопротивление линии постоянному току при 20 °С равно 0,1 Ом/км, а диаметр провода 2,45 см. Высота проводов фаз относительно земли равна 23 м.

**Line Geometry**

Number of phase conductors (bundles):

Conduct...	Phase	X (m)	Y tower (m)	Y min (m)	Cond. type
p1	1	-12	23	15	1
p2	2	0	23	15	1
p3	3	12	23	15	1

Number of ground wires (bundles):

Bundle	Phase	X (m)	Y tower (m)	Y min (m)	Conductor
--------	-------	-------	-------------	-----------	-----------

**Conductor and Bundle Characteristics**

Number of conductor types

Conductor internal inductance evaluated from

☒ Include conductor skin effect

Conductor (bundle) type	Conductor outside diameter (cm)	Conductor T/D ratio	Conductor GMR (cm)	Conductor DC resistance (Ohm/km)	Conductor relative permeability	Number of conductors per bundle	Bundle diameter (cm)	Angle of conductor 1 (degrees)
1	2.4500	0.2857	1.0231	0.1000	1	3	46.1880	30

Рисунок 32 – Заданные параметры воздушной линии

**Parameters**

Number of phases [ N ]:

Frequency used for rlc specification (Hz):

Resistance per unit length (Ohms/km) [ NxN matrix ] or [ r1 r0 r0m ]:

Inductance per unit length (H/km) [ NxN matrix ] or [ l1 l0 l0m ]:

Capacitance per unit length (F/km) [ NxN matrix ] or [ c1 c0 c0m ]:

Line length (km):

Measurements

Рисунок 33 – Результаты расчёта параметров воздушной линии

Нагрузка представляется блоком Series RLC Load. Блок моделирует три симметричные цепи, состоящие из последовательно включенных активных и индуктивных сопротивлений. Схема соединения трехфазной цепи: звезда с заземленной нейтралью, параметры цепи заданы с помощью мощностей при номинальном напряжении и частоте рисунок 34.

Parameters Load Flow

Configuration Y (grounded)

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms) 220e3

Nominal frequency fn (Hz): 50

☐ Specify PQ powers for each phase

Active power P (W): 300e6

Inductive reactive power QL (positive var): 150e6

Capacitive reactive power Qc (negative var): 0

Measurements None

Рисунок 34 – Параметры трехфазной нагрузки

Измерение тока и напряжение на линиях 110 кВ происходит с помощью трехфазного измерителя (Three-Phase V-1 Measurement). Данный модуль настроен на измерение фазного напряжения и тока в каждой фазе в и.е. рисунок 35.

Parameters

Voltage measurement phase-to-phase

☐ Use a label

☐ Voltages in pu, based on peak value of nominal phase-to-ground voltage

☐ Voltages in pu, based on peak value of nominal phase-to-phase voltage

Current measurement yes

☐ Use a label

☐ Currents in pu

Output signals in: Complex

Рисунок 35 – Параметры трехфазного измерителя

Коммутации производятся с помощью трехфазного выключателя переменного тока (3-Phase Breaker). Блок состоит из трёх отдельных выключателей, управляемых одним сигналом. Начальное состояние ключей – Closed (все ключи закрыты). Сигнал на открытие ключа подается с блока Subsystem, положению «замкнут» соответствует сигнал «1», «разомкнут» -

«0». Сопротивления выключателей выбрано по умолчанию. Выключатель может управляться как входным сигналом, так и таймером.

Рисунок 36 – Параметры трехфазного выключателя переменного тока

Чтобы избавиться от лишних соединительных линий использовались блоки Goto/From. Блоки осуществляют телеметрию от измерительных приборов до блока автоматики.

Рисунок 37 – Параметры блоков Goto и From

Данная модель была рассчитана дискретным методом с помощью блока Powergui, так как процесс расчета занимает меньше времени. Дискретизация выполняется с использованием метода Тастина (интегрирование методом трапеций с фиксированным шагом). Для того чтобы устранить замкнутые алгебраические контуры при дискретизации моделей электрических машин, применяется прямой метод Эйлера. Точность расчета определяется величиной шага дискретизации. При большом шаге дискретизации точность может быть не высока. Для выбора нужного значения шага требуется выполнить несколько расчетов с разными значениями величины шага дискретизации и

сравнить результаты с расчетом по непрерывной модели. После сравнения следует выбрать наибольшее значение шага, при котором разницу с расчетом по непрерывной модели можно считать несущественной. Исходя из литературных источников шаг дискретизации был принят 0,00012 с.

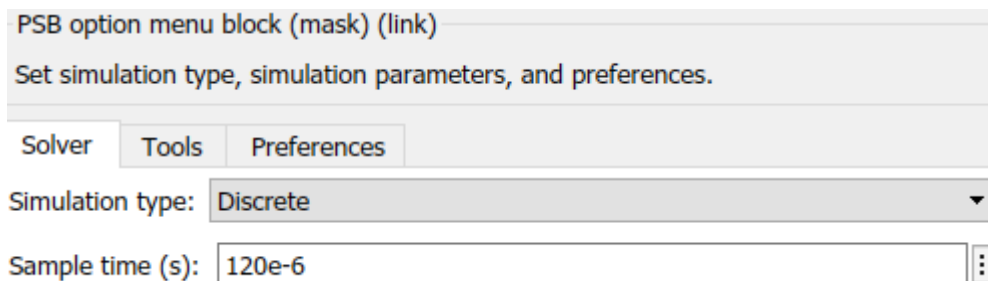


Рисунок 38 – Параметры блока Powergui

Собранная электрическая модель исследуемого сечения верифицирована с моделью, созданной в программном комплексе RastrWin3. Разница в значениях напряжения составила десятые доли процента, а значения тока отличаются менее чем в 5%. Можно сделать вывод, что модель, собранная в ПК MatLab Simulink, соответствует исходным данным и может использоваться для проверки функционирования АУОПЭЭ.

## 5.2 Разработка модели АУОПЭЭ

Моделирование схем логики АУОПЭЭ было выполнено с помощью программного комплекса MatLab Simulink. Схема состоит из трех основных частей: входные данные, логико-вычислительная часть и выходные данные. Входная часть представляет собой действующие значения тока и мощность, измеряемые на воздушных линиях в режиме реального времени. Логико-вычислительная часть состоит из заданных уставок и простых логических элементов: «И», «ИЛИ». Результат работы алгоритма находится в выходной части. Информация, полученная из выходной части алгоритма, передается дальше на внешние устройства. Разработанная модель схемы логики представлена на рисунке 39.



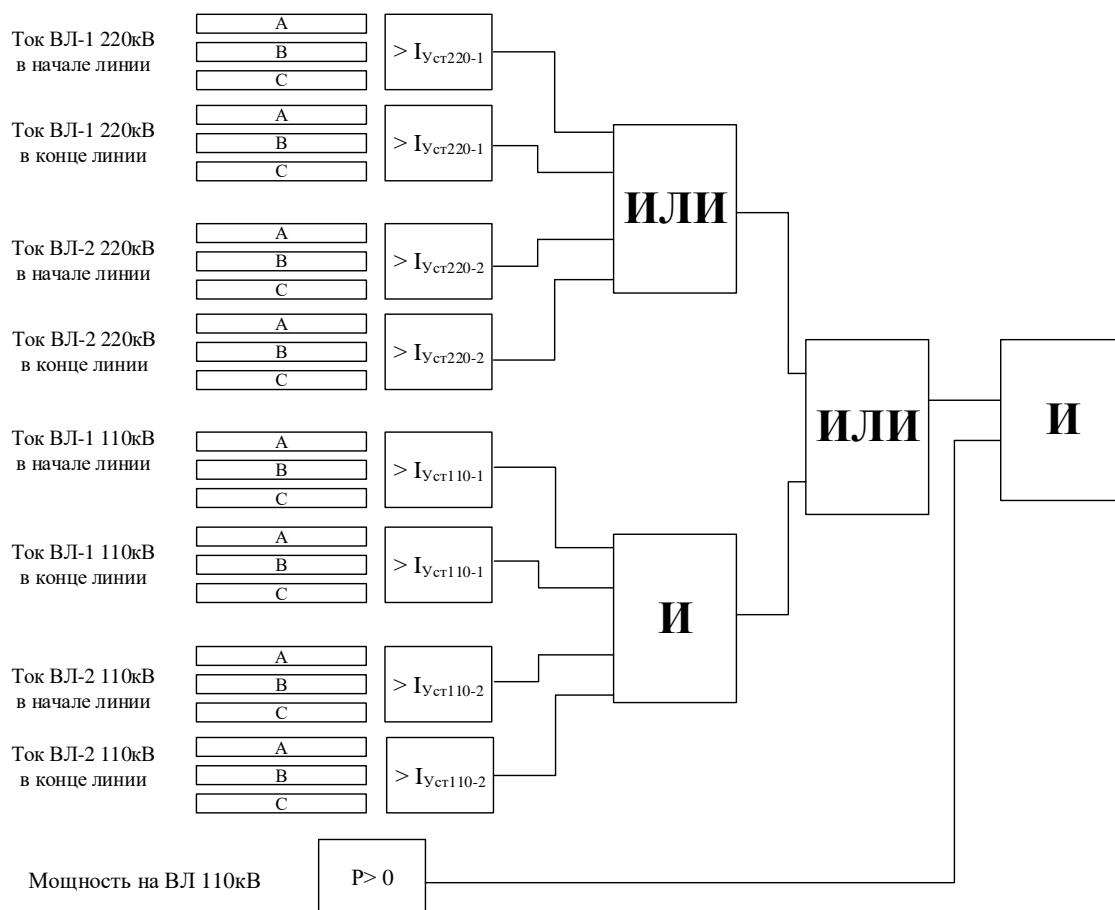


Рисунок 39 – Модель схемы логики АУОПЭЭ

В блок сравнения поступают аналоговые сигналы с трансформаторов тока воздушной линии напряжением 110 кВ и 220 кВ. В этих сигналах передаются значения тока, протекающего в данной линии. В блоках сравнения величина тока в линии сравнивается с уставкой по току  $I_{уст110}$  и  $I_{уст220}$ . Все поступающие аналоговые сигналы с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) преобразовываются в цифровой сигнал. Таким образом, на выходе блока сравнения выходят цифровые сигналы. Если ток в линии 110 кВ больше уставки  $I > I_{уст110}$ , то передается сигнал единица (true), в противном случае ноль (false), в блоке «И» (логическое умножение) объединяются все три сигнала с каждой фазы ВЛ. Отключение ВЛ 110 кВ возможно в том случае, если во всех трех фазах значения тока меньше  $I_{уст110}$ , в обратном случае линия остается в работе. Аналогичное сравнение с уставками происходит и для линии 220 кВ:  $I > I_{уст220}$  - единица (true), в противном случае ноль (false). Блок «ИЛИ» (логическое сложение) объединяет все сигналы,

приходящие с линий 220 кВ. Запрет на отключение линий 110 кВ и ввод в работу линий осуществляет в случае, если хотя бы в одной фазе ток превышает значение уставки. Логическую схему завершает блок «И» объединяющий сигнал на отключение/включение линий и реле мощности. На выходе схемы получается «0» (сигнал на открытие выключателей) только в том случае, когда переток активной мощности положителен, то есть больше нуля, если переток реверсивный, то данная логическая схема выдает сигнал «1» (закрытое положение выключателей), а отключение производится аналогичным блоком автоматики, но настроенным на отключение ВЛ с противоположного конца.

Модель логики АУОПЭЭ представлена на рисунке 40 и состоит из блоков, представленных в таблице 9.

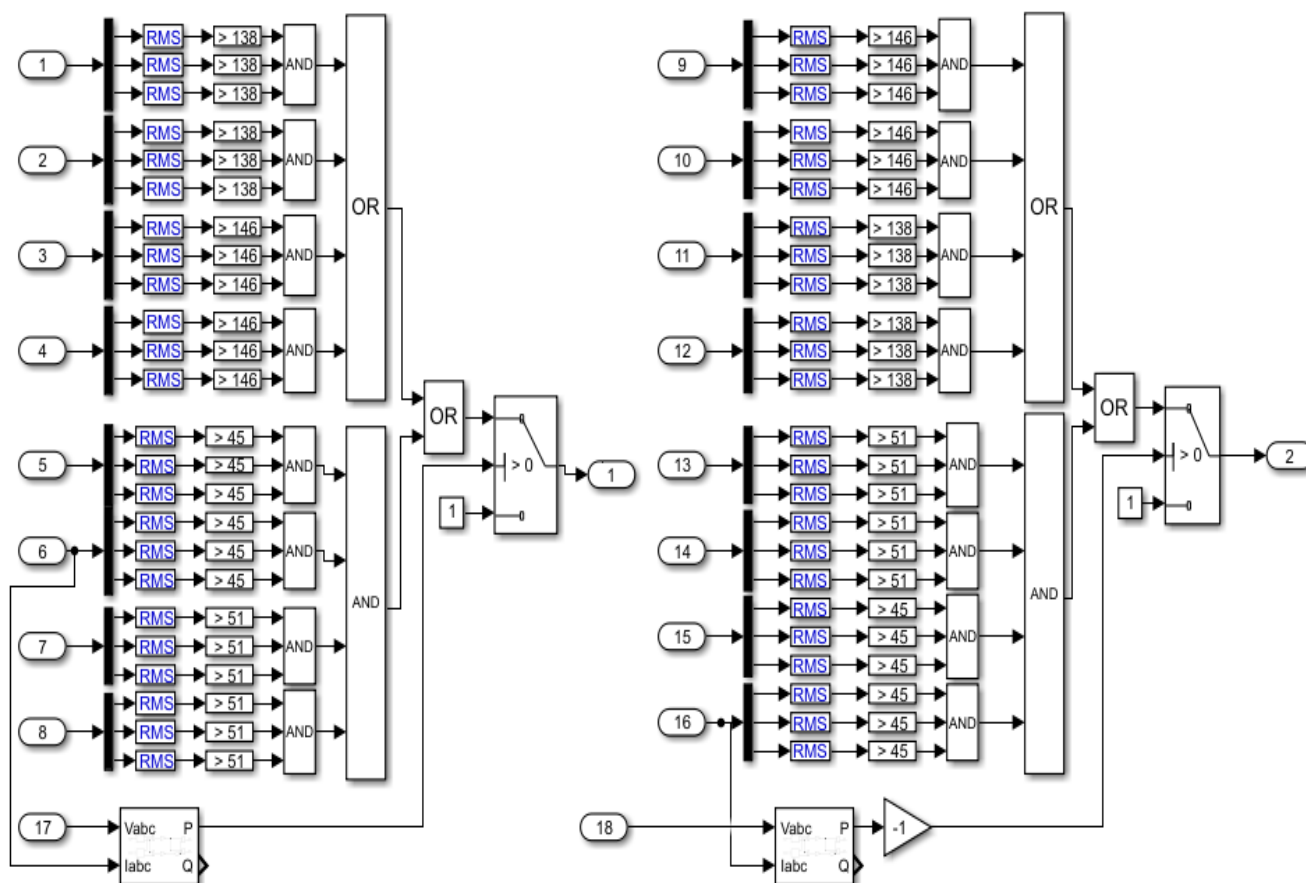
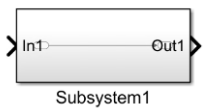
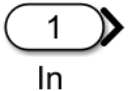

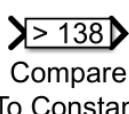
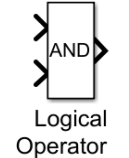
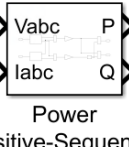
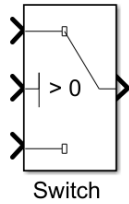

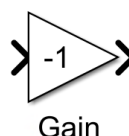



Рисунок 40 – Модель схемы логики, собранная в программном комплексе MatLab Simulink

Таблица 9 – Блоки, используемые при моделировании сечения

Блок	Оригинальное название блока	Русское название блока	Принцип действия
	<b>Subsystem</b>	Неделимая подсистема	Моделирует логику АУОПЭЭ
	<b>In/out</b>	Входной/Выходной порт	Экспорт сигнала из электрической схемы
	<b>RMS (Root Mean Square)</b>	Среднеквадратичное (действующее) значение сигнала	Вычисляет действующее значение тока
	<b>Compare to constant</b>	Уставки срабатывания	Сравнивает величину поступающего сигнала с уставкой срабатывания
	<b>Logical Operator</b>	Логический элемент	Производит логическое умножение
	<b>Power (Positive-Sequence)</b>	Блок мощности	Блок рассчитывает активную И реактивную мощности
	<b>Switch</b>	Ключ	Осуществляет переключение в случае изменение направления перетока мощности
	<b>Constant</b>	Источник постоянного сигнала	Вырабатывает постоянный сигнал равный единицы
	<b>Gain</b>	Усилительный блок	Производит умножение сигнала на постоянную величину
	<b>Scope</b>	Осциллограф	Визуально воспроизводит электрический сигнал

Реализация модели автоматике происходит в блоке Subsystem. Он представляет собой отдельную подсистему, состоящую из 18 входов и 2 выходов (их количество зависит от строения схемы). Выходы подключены к

блокам Goto, через которые подается сигнал на отключение линий. Входными являются сигналы с блоков Three-Phase V-I Measurement, которые осуществляют измерение токов и напряжений на линиях 110 и 220 кВ.

Блоки In и Out, находящиеся внутри подсистемы Subsystem, выполняют функцию ввода и вывода сигнала из электрической схемы.

Блок RMS производит расчет действующего значения тока в фазе. В параметрах настройки блока задается частота, равная 50 Гц.

Блок Compare to constant производит сравнение сигнала, поступающего с блока RMS с величиной уставки. В случае, если ток превышает уставку блок выдает команду «1», в обратном случае «0». В параметрах блока задается величина срабатывания и оператор.

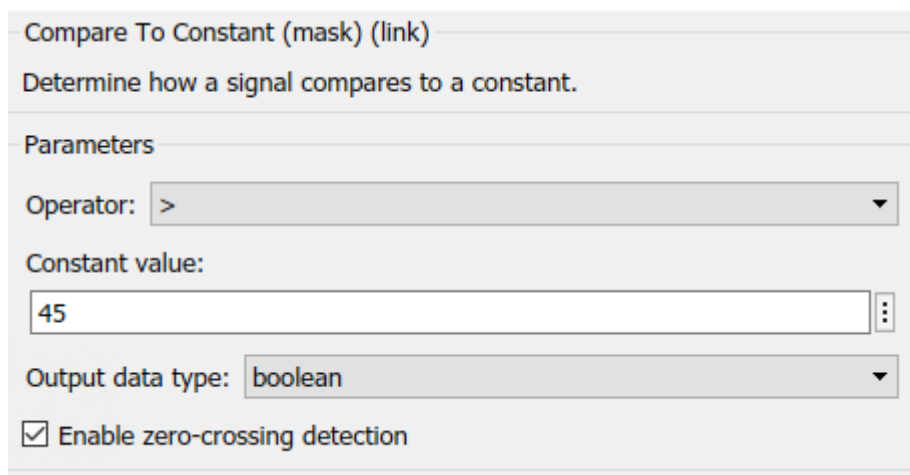


Рисунок 41 – Параметры блока Compare to constant

Логическая часть схемы представлена блоками Logical Operator. Данный блок может выполнять логические операции:

AND – Логическое умножение (операция И).

OR – Логическое сложение (операция ИЛИ).

NAND – Операция И-НЕ.

NOR – Операция ИЛИ-НЕ.

XOR – Исключающее ИЛИ

NOT – Логическое отрицание НЕ.

Также в параметрах блока задается количество портов ввода.

Logical Operator

Logical operators. For a single input, operators are applied across the input vector. For multiple inputs, operators are applied across the inputs.

Main
Data Type

Operator: AND

Number of input ports:
3

Icon shape: rectangular

Рисунок 42 – Параметры блока логический элемент

Выходным сигналом блока является 1, если результат вычисления логической операции есть «ИСТИНА» и 0, если результат – «ЛОЖЬ».

Блок Power (Positive-Sequence) вычисляет текущее значение активной и реактивной мощности в трехфазных цепях линий 110 кВ. блок подключается к сети через блок Three-Phase V-I Measurement. Окно настроек не имеет параметров.

Блок Constant подает постоянный аналоговый сигнал равный единице на блок Switch.

Блок Switch представляет собой идеальный ключ, который находится в положение 1 при условии  $P > 0$ . Если данное условие выполняется, из схемы выходит сигнал, поступающий с логико-вычислительной части, если поток активной мощности меньше нуля, условие не выполняется, ключ переходит в положение 2, куда подключен блок с постоянным аналоговым сигналом равным единице.

Блок Scope – виртуальный осциллограф, служит для вывода графических зависимостей исследуемых величин в функции времени в форме, напоминающей осциллограммы современного цифрового осциллографа.

### 5.3 Процесс моделирования

В процессе моделирования блок Three-Phase V-I Measurement производит измерение мгновенных значений токов в началах и концах линий 110 и 220 кВ. Блок RMS принимает сигнал от Three-Phase V-I Measurement и

преобразует данные величины действующие значения. Блок Compare to constant сравнивает полученное значение с величиной уставки и передает соответствующий сигнал (0 или 1) на подсоединенный к нему логический элемент.

В нормальном режиме ток в начале и конце линий 110 кВ больше выбранной уставки, следовательно, на логический элемент приходит сигнал «1». На линиях 220 кВ ток не превышает уставки – передается сигнал «0». В этом случае результатом логической схемы будет «1». Сигнал «1» передается на блоки Three-Phase Breaker, расположенные на линиях 110 кВ, тем самым оставляя выключатели в закрытом положении.

В момент времени 5 с Three-Phase Breaker, расположенный на нагрузке, отключает часть нагрузки, имитируя режим минимальных нагрузок. Ток на линии 110 кВ уменьшается ниже величины уставки, установленной в блоке Compare to constant, следовательно, блок подает на выход сигнал «0». Токи в цепях 220 кВ по-прежнему не превышают уставок. В этом случае логическая схема заканчивается сигналом «0». Данный сигнал, поступивший на Three-Phase Breaker переводит его в открытое положение, производя одностороннее отключение линии 110 кВ.

Открытое положение выключателей длится до момента времени 10 с. В это время включается отключенная ранее нагрузка, ток на линиях 220 кВ начинает превышать уставку, схема логики подает сигнал «1» на обратное включение линий 110 кВ.

Выбор выключателей, производящих отключение линий 110 кВ производится исходя из направления протекания перетока активной мощности. Блок Power вычисляет действующее значение протекающей мощности. Если значение положительное работает левая часть подсистемы, линия отключается со стороны нагрузки, если поток активной мощности меняет свое направление (становится отрицательным) работает правая часть подсистемы, производя отключение ВЛ со стороны генерации. Данную сравнительную функцию производит блок Switch. Блок сохраняет положение

«1» если подсистема не активна, то есть не дает линии отключиться с двух сторон. Разница в подсистемах заключается в наличии в правой подсистеме блока Gain. Данный блок производит умножение действующего значения мощности на минус единицу. Это сделано по причине того, что блок Switch имеет лишь функцию «>», умножая на минус единицу имитируется знак «<».

В ходе проведения имитационных экспериментов по моделированию снижения нагрузки и срабатыванию АУОПЭЭ. На полученных осциллограммах выделяются три временных отрезка: 1) от 0 с. до 5 с. - нормальный режим сети; 2) от 5 с. до 10 с. - режим минимальных нагрузок, 3) от 10 с. до 15 с. - нормальный восстановленный режим. На рисунке 43 представлена осциллограмма тока линии 110 кВ. В момент времени 5 с. произошло уменьшение нагрузки, которое привело в действие алгоритм отключения времени. Отключение линии происходит практически мгновенно и длится до момента включения ранее отключенной нагрузки. На рисунке 44 приведена осциллограмма тока, снятая с линии 220 кВ. Падение тока в момент времени 5 с. соответствует режиму минимальных нагрузок без отключения ВЛ 110 кВ. Участок с 5 с. до 10 с. – режим минимальных нагрузок при отключенной линии 110 кВ, как видно значение тока не превышает предельно допустимых значений. Бросок тока в момент времени 10 с. обусловлен включением полной нагрузки, и последующим автоматическим включением линии 110 кВ.

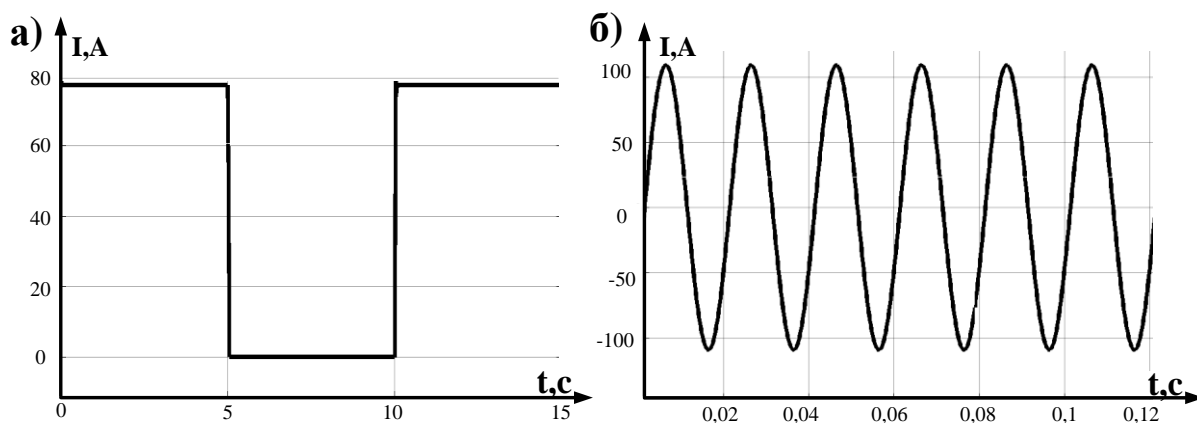


Рисунок 43 – Осциллограмма тока на линии 110 кВ а) действующее значение,  
б) мгновенное значение

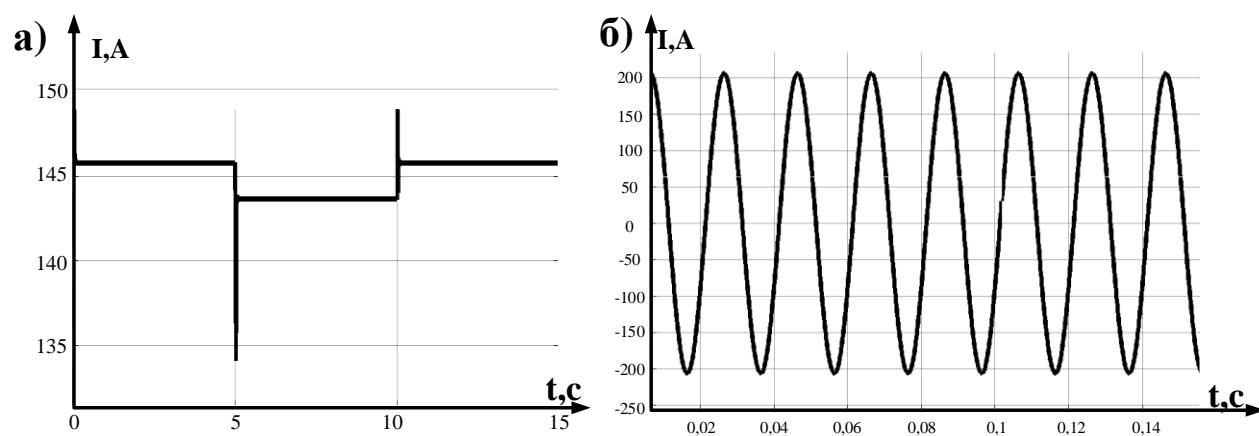


Рисунок 44 – Осциллограмма тока на линии 220 кВ а) действующее значение,  
б) мгновенное значение

Согласно результатам моделирования, можно сделать вывод, что разработанный алгоритм работает исправно, производит практически мгновенное включение и отключение ВЛ 110 кВ.



## **Глава 6. Концепция стартап-проекта «Автоматическое устройство оптимизации потерь электроэнергии»**

### **6.1 Описание продукта как результата НИР**

#### **6.1.1 Введение в предметную область**

Электроэнергетика является базовой отраслью промышленности России. Развитие электросетевого хозяйства также обеспечивает и развитие экономики. На сегодняшний день одной из приоритетных задач, требующих решения в рамках ЕЭС России согласно программе «Цифровая трансформация 2030» является оптимизация потерь электроэнергии с внедрением новых интеллектуальных технологий.

Одним из достаточно эффективных мероприятий по оптимизации потерь электроэнергии являются схемно-режимные мероприятия. Однако в настоящее время данные мероприятия реализуются действиями оперативного персонала.

Разрабатываемое автоматическое устройство оптимизации потерь позволит решить две ключевые проблемы: сокращение потерь электроэнергии и создание автоматического устройства, заменяющего действия оперативного персонала, тем самым, исключая человеческий фактор.

Разработка автоматического устройства оптимизации потерь электроэнергии предусматривалась в рамках выполнения выпускной квалификационной работы.

#### **6.1.2 Описание продукта**

Для решения проблем сокращение потерь электроэнергии и создание автоматического устройства было разработано автоматическое устройство оптимизации потерь электрической энергии. Данное устройство предполагается использовать в сечениях 110 кВ и выше на ВЛ 110 – 220 кВ, т.к. наибольшие потери электроэнергии (65 %) наблюдаются в линия электропередач класса напряжения 110-150 кВ. Разрабатываемое устройство производит автоматическое одностороннее отключение воздушной линии

электропередачи в режиме малых нагрузок. При отключении ВЛ напряжением 110 – 220 кВ в контролируемых сечениях переток активной мощности передается по линиям более высокого класса напряжения 220 – 500 кВ тем самым оптимизируя процесс передачи электрической энергии.

Снижение потерь электроэнергии также осуществляется с помощью компенсирующих устройств, таких как: установки компенсации реактивной мощности (УКРМ), источники реактивной мощности (ИРМ), синхронный компенсатор (СК) и т.д. Данные устройства в первую очередь предназначены для компенсации реактивной мощности (РМ), сокращение потерь электроэнергии является следствием компенсации РМ.

Принцип действия компенсирующих устройств значительно отличается от разрабатываемого устройства. Компенсирующие устройства увеличивают напряжение в конце линии электропередачи, т.е. класс напряжения является неизменным, разрабатываемое устройство позволяет значительно увеличить класс напряжения, тем самым более эффективно оптимизировать потери электроэнергии.

Таким образом, предлагаем в качестве продукта устройство оптимизации потерь электроэнергии для линий электропередач.

# Скажи потерям электроэнергии – «НЕ СЕГОДНЯ!»

**Почему именно мы?**

**БЕЗ** Установки дорогостоящего оборудования  
Сложностей в эксплуатации  
Нагромождённых логических схем

**Индивидуальный подход!**

- Уникальная настройка оборудования под каждого клиента
- Учтем все режимные особенности вашего сечения
- Подберем уставки срабатывания согласно режиму работы
- Проконсультируем и обучим персонал

Срок окупаемости 1,5 лет  
Экономия более 2 226 732 руб. в год

**Обеспечиваем:**

- Контроль коммутационного состояния сетевых элементов
- Контроль значения токов
- Автоматическое отключение и включение ВЛ
- Передачу информации о положении оборудования в АСУТП

**Гарантируем!**

- ✓ Экономия
- ✓ Надежность
- ✓ Долговечность
- ✓ Стабильность
- ✓ Безотказность

**Подходит для установки**

- ОЭС Урала
- ОЭС Сибири
- ОЭС Востока

более чем 120 сечениях

Расчет оптимального варианта перелючений и настройка оборудования в подарок

Рисунок 45 – Уникальное торговое предложение

## 6.2 Интеллектуальная собственность

Защита интеллектуальной собственности предполагается, как патент на полезную модель. Полезная модель похожа на изобретение. Это техническое решение, которое может относиться к средствам производства или изделиям [18]. Срок действия (максимальный) – 10 лет.

Был проведен патентный анализ, в ходе которого было выявлено, что предлагаемый продукт является патентоспособным, поскольку подобной разработки не найдено. Однако оформлять патент предполагается не сразу после защиты ВКР.

Таблица 10 – Патентный анализ

№	Наименование	Особенности
1	Источник реактивной мощности	Автоматически регулирует величину реактивной мощности, повышает напряжение в конце ВЛ. Снижает потери электроэнергии при максимуме нагрузки примерно 0,1 кВт на каждый 1 кВар вводимой реактивной мощности
2	Фазоповоротное устройство	В режиме максимальной нагрузки фазоповоротное устройство разгружает наиболее загруженную линию, перераспределив потоки мощности оптимально, сокращая потери электроэнергии таким образом

### 6.3 Объем и емкость рынка

Объем рынка – это размер интересующего фирму рынка товара или услуги, который выражается как объем спроса (продаж) за фиксированный временной промежуток по определенной цене. Это доступный или максимально возможный результат в зависимости от метода исследования.

Для исследования объема рынка была проанализирована Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы (СиПР ЕЭС), устройство возможно применить минимум в 120 сечениях [19]. В СиПР ЕЭС представлены сечения напряжением 220 кВ и выше, т.е. не учтены классы напряжения 110 кВ, следовательно, потенциальных мест установки гораздо больше. География мест установки устройства обширна, такая возможность есть во всех регионах страны, но наибольшее применение возможно в следующих энергосистемах: ОЭС Урала; ОЭС Сибири; ОЭС Востока.

Емкость рынка – это объем тех товаров или услуг, которые предлагаются и приобретаются в пределах рынка (рыночного сегмента).

Для исследования емкости рынка были изучены торговые площадки с тендерами. На рассматриваемых площадках всего было найдено 11 тендеров для ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Приволжья». Тендер на оказание услуг, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях). Данные тендеры подразумевают деятельность в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, управления проектами строительства, выполнения строительного контроля и авторского надзора, предоставление технических консультаций в этих областях.

#### **6.4 Анализ современного состояния и перспектив развития отрасли**

Электроэнергетика является базовой отраслью промышленности России. От уровня ее развития зависит большая часть народного хозяйства страны, помимо этого развитие электросетевого хозяйства обеспечивает развитие экономики в целом.

По оперативным данным АО «СО ЕЭС», потребление электроэнергии в Единой энергосистеме России в январе 2019 года составило 102,2 млрд кВт•ч, что на 1,9 % больше объема потребления за январь 2018 года. Потребление электроэнергии в январе 2019 года в целом по России составило 103,8 млрд кВт•ч, что на 1,3 % больше аналогичного показателя 2018 года.

В настоящее время электроэнергетическая отрасль имеет следующий ряд проблем: износ энергетического оборудования; значительные потери в тепловых и электрических сетях; неэффективное использование топлива. Эффективность энергетики является своего рода индикатором научно-технического потенциала страны. К сожалению, на сегодня этот уровень требует немедленных и эффективных изменений в сторону повышения. В связи с чем была разработана Концепция «Цифровая трансформация 2030».

Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество и доступность оказания услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей, а также сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электрической энергии между субъектами электроэнергетики и развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Основные принципы цифровой трансформации:

- обеспечение снижения потерь электрической энергии;
- оптимизация операционных и капитальных затрат;
- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- сдерживание темпов роста тарифов.

Активный переход к внедрению цифровых технологий позволит значительно сократить время ответа на актуальные вызовы экономики и потребителей. Реализация стоящих перед российской электроэнергетикой задач может быть эффективно осуществлена эволюционным путем с применением инновационных, прорывных технологий и решений, в том числе посредством полного перехода к цифровым сетям, цифровым подстанциям и цифровому управлению компании. Кроме того, решение данных задач откроет возможности предоставления новых сервисов, таких как формирование тарифного меню, подключение малой распределенной генерации, инфраструктура для электрозаправок и т.д.

## **6.5 Планируемая стоимость продукта**

Для определения планируемой стоимости продукта необходимо рассчитать сумму всех материальных затрат, трудовые затраты, транспортные и накладные расходы. От стоимости товара зависит его дальнейший отпуск и объем продаж. Устройство должно соответствовать требуемым характеристикам с минимальными издержками на производство.

Таблица 11 – Определение стоимости продукта

Элемент себестоимости	Сумма, руб.
Материальные расходы:	
Шкаф релейный универсальный	250 000
Блок питания	2 000
Клеммники (ряд зажимов)	500
Контрольный кабель	4 435
Промежуточное реле	1 050
Логические элементы	1 200
Карта памяти	930
Процессор (контроллер управления)	9 000
Жесткий диск	3 000
Интерфейсные выходы RS 485 modbus	1 000
Аналого-цифровой преобразователь	3 500
Элементы светодиодной сигнализации	2 000
Набор отверток	2 500
Паяльная станция	4 252
Сварочный аппарат	9 547
Плоскогубцы	950
<b>Итого</b>	<b>294 064</b>
Трудовые затраты (в т.ч. на комплектование), в т.ч. соц. отчисления (30,2%)	15 624 руб.
Транспортные и прочие расходы (13%)	40 259
Накладные расходы (20% от всей суммы, то есть все до этого 80%+20%=100% итого)	69 990
<b>ИТОГО</b>	<b>419 937</b>

Материальные расходы в свою очередь делятся на постоянные издержки – это оборудование, которое приобретается один раз и затем используется много раз, и на переменные издержки – оборудование, которое необходимо приобретать постоянно.

Постоянные издержки составляют 89 239 руб., стоимость переменных издержек составляет 328 998 руб. Определим цену продукта в зависимости от объема продаж, т.е. найдем ту цену продукта, при которой его 1 продажа полностью покрывает издержки и принесет прибыль.

Таблица 12 – Определение цены продукта от объема продаж

Цена, тыс. руб.	Возможный сбыт, ед.	Точка безубыточности, ед.	Количество изделий, которые будут приносить прибыль
300	11	13	Убыток
400	11	2	9
500	11	1	10

Проведя расчеты, пришли к выводу, что планируемая стоимость устройства оптимизации потерь электроэнергии составит 460 тыс. руб.

Немало важным фактором является определение срока окупаемости продукта при внедрении его на энергообъект.

Срок окупаемости устройства зависит от следующих определяющих факторов:

1. Конфигурация сети, т.е. классы напряжения воздушных линий (ВЛ), входящих в сечение.
2. Длина воздушной линии.
3. Тариф на электроэнергию в регионе.
4. График нагрузки, а именно, длительность часов минимума, во время которых будет произведено отключение воздушных линий.
5. Изношенность высоковольтного выключателя.

Рассмотрим срок окупаемости для контролируемого сечения, представленного ниже, т.е. линии класса напряжения: 500, 220, 110 кВ.

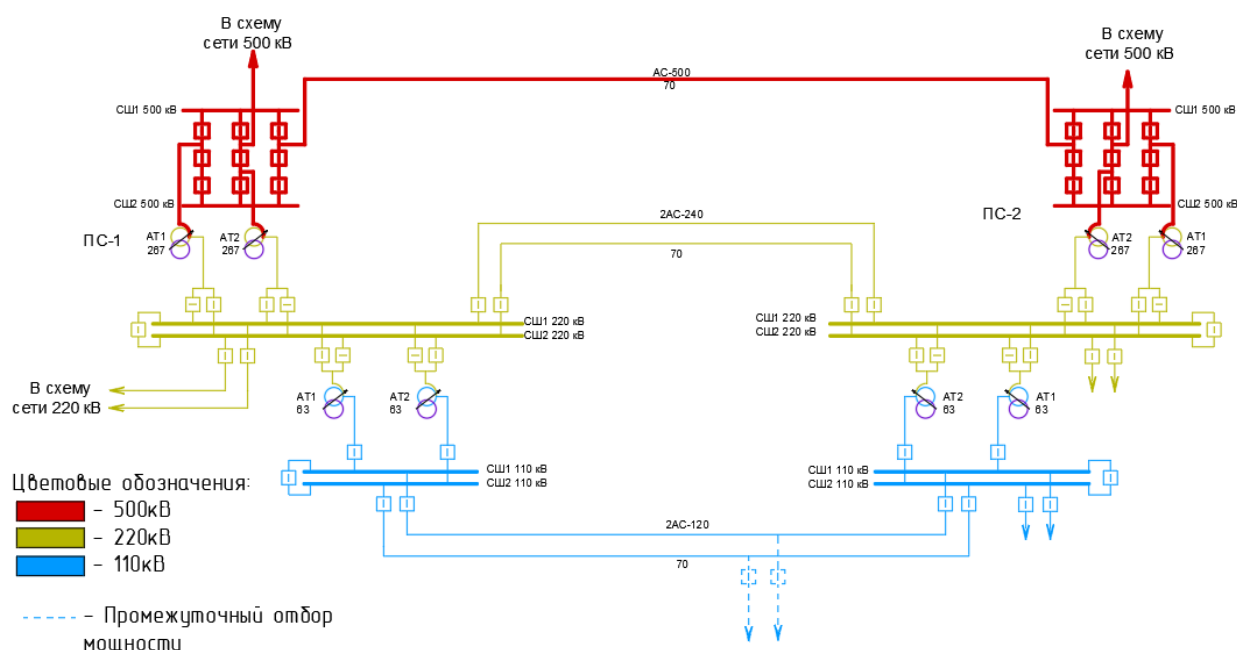


Рисунок 46 – Контролируемое сечение



Для схемы на рисунке 46, в часы минимума будет производиться отключение двух ВЛ 110 кВ. Длины всех линий составляют 70 км.

Согласно расчетам в программном комплексе RastrWin3 в нормальном режиме потери активной мощности составляют 4,99 МВт, при отключении двух ВЛ 110 кВ потери снижаются до 4,48 МВт, тогда  $\Delta P = 4,99 - 4,48 = 0,51 \text{ МВт}$ .

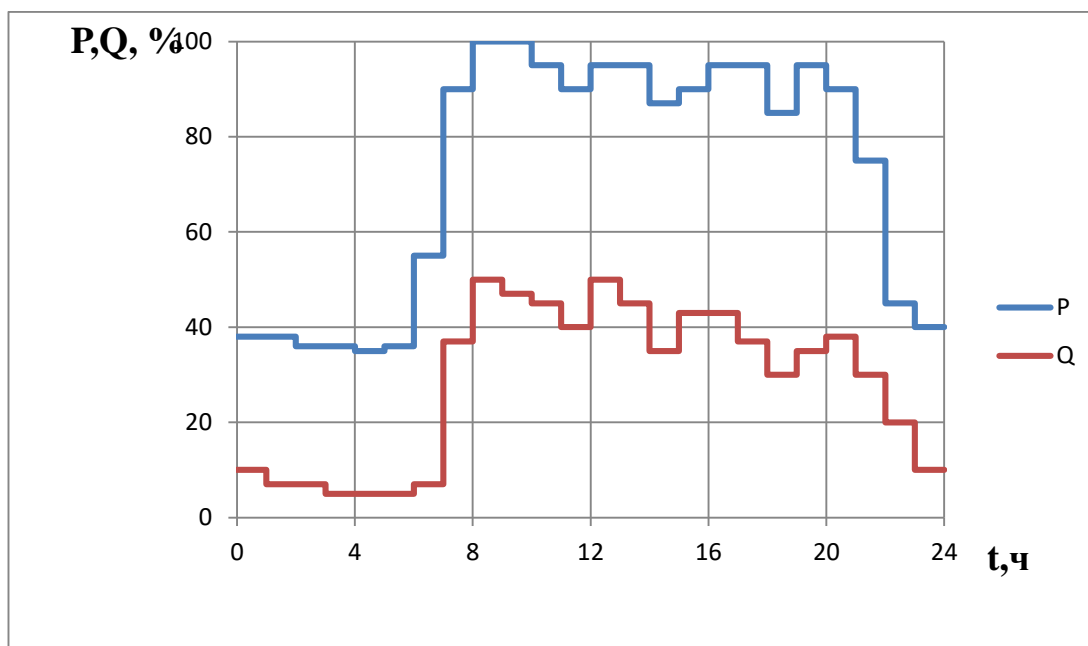


Рисунок 47 – График нагрузки коммунально - бытового сектора

Как видно из графика на рисунке 30 минимум нагрузки наблюдается порядка семи часов. Тогда рассчитаем сэкономленную электроэнергию за ночь:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = 0,51 \cdot 7 = 3,51 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 3510 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

За месяц:

$$\Delta W_{\text{м}} = \Delta W \cdot 30 = 3510 \cdot 30 = 107100 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Эффект от внедрения устройства в денежном эквиваленте при тарифе  $T = 1732,6$  руб./МВт·ч составит:

$$\Pi = \Delta W_{\text{м}} \cdot T = 107,1 \cdot 1732,6 = 185\,561 \text{ руб.}$$

$$\text{За год: } \Pi \cdot 12 = 185\,561 \cdot 12 = 2\,226\,732 \text{ руб.}$$

Проведем аналогичный расчет эффекта, изменив длины линий на 140 км, тогда:

$$\Delta P = 8,28 - 7,4 = 0,88 \text{ MBm}$$

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = 0,88 \cdot 7 = 6,16 \text{ MBт} \cdot \text{ч} = 6160 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{м}} = \Delta W \cdot 30 = 6160 \cdot 30 = 184800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$П = \Delta W_{\text{м}} \cdot T = 184,8 \cdot 1732,6 = 320\,185 \text{ руб.}$$

Из чего можно сделать вывод, чем воздушные линии протяженнее, тем эффективность использования устройства выше.

Поскольку процесс отключения линии напрямую связан с постоянным отключением и включением выключателя, то необходимо в стоимость продукта включить стоимость выключателя. Согласно ГОСТ 18397-86 срок службы выключателя составляет 20-30 лет. Число циклов отключения – включения составляет 10 000 раз [21]. Стоимость выключателя 110кВ составляет 2 250 000 руб. (согласно технико-коммерческому предложению).

Стоимость разрабатываемого устройства 460 000 руб. Стоимость с учетом поломки выключателя:  $460\,000 + 2\,250\,000 = 2\,710\,000$  руб.

Если взять  $П = \Delta W_{\text{м}} \cdot T = 107,1 \cdot 1732,6 = 185\,561$  руб., то устройство вместе с выключателем окупиться за 1 год и 2 месяца ( $2\,710\,000 / (185\,561 \cdot 12)$ ). Для рынка электроэнергетики данный срок окупаемости является допустимым (до 7 лет).

## **6.6 Конкурентные преимущества создаваемого продукта**

### **Потенциальные конкуренты**

ООО «Прософт-Системы» занимает лидирующие позиции на отечественном рынке систем автоматизации для электроэнергетики. Компания предлагает услуги в области проектирования, производства и поставки приборов и систем контроля, управления, противоаварийной автоматики, связи и учета. Выпускаемое оборудование успешно

эксплуатируется на крупнейших энергетических холдингах и корпорациях России и зарубежья.

Направления решений:

- 1) Автоматизация подстанций и энергосистем;
- 2) Противоаварийное управление;
- 3) Регистрация аварийных событий;
- 4) Мониторинг переходных режимов;
- 5) Устройства связи для релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- 6) Автоматизация технологических процессов энергообъектов.

ООО НПП «ЭКРА» Производит: шкафы микропроцессорных устройств защиты и автоматики (МП РЗА) для электростанций мощностью 6 - 1200 МВт и подстанций напряжением 6 - 750 кВ, шкафы противоаварийной автоматики, АСУ ТП подстанций, системы оперативного постоянного тока, щиты собственных нужд 0,4 кВ, нетиповые низковольтные комплектные устройства (НКУ), системы плавного пуска и регулирования скорости (СПП) высоковольтных электродвигателей напряжением 3, 6, 10, 15 кВ, преобразователи частоты, цифровые статические тиристорные возбудители, шкафы систем связи.

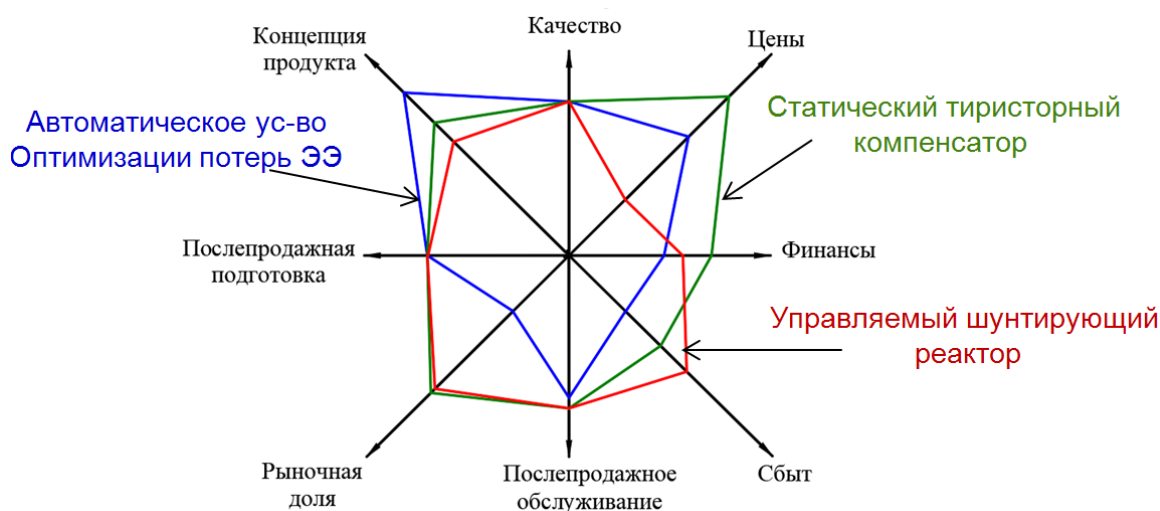


Рисунок 48 – Конкурентные преимущества создаваемого продукта

Проанализировав диаграмму на рисунке 48 можно сделать вывод, что разрабатываемый продукт является конкурентноспособным. Основными

достоинствами являются: концепция продукта, цена и обслуживание оборудования.

### **6.7 Целевые сегменты потребителей создаваемого продукта**

Основные группы компаний и организаций в электроэнергетической отрасли:

- 1) Генерирующие компании;
- 2) Электросетевые компании;
- 3) Энергосбытовые компании;
- 4) Компании, осуществляющие управление режимами единой энергосистемы России;
- 5) Компании, отвечающие за развитие и функционирование коммерческой инфраструктуры рынка;
- 6) Организации, осуществляющие контроль и регулирование в отрасли;

Электросетевые компании предполагаются главным потребителем разрабатываемого устройства.

К электросетевым компаниям относятся следующие организации:

- ПАО «ФСК ЕЭС», Федеральная сетевая компания. Компании «ФСК ЕЭС» принадлежат магистральные сети, т.е. ЛЭП высокого класса напряжения (220-500 кВ).
- ПАО «МРСК», Межрегиональной распределительной компании принадлежат ЛЭП напряжением 0,4 – 110 кВ. ПАО «МРСК» представляет собой холдинг и имеет дочерние компании:
- Территориальные сетевые организации (ТСО). Эти организации обслуживают, как правило, электросети небольших муниципальных образований, могут принадлежать как муниципальным властям, так и частным региональным инвесторам. Число таких организаций велико, однако доля их услуг в стоимостном выражении в сравнении со стоимостью услуг Холдинга МРСК и ФСК не столь значительна.

Поскольку целевыми потребителями являются электросетевые компании, то составим портрет сегмента B2B.

Таблица 13 – Профиль сегмента

B2B	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «Россети»	Территориальные сетевые организации
Размер компаний	Очень крупные		Крупные
Месторасположение	Единая энергосистема РФ		ОЭС Саха (Якутия), ОЭС Сахалина, ОЭС Чукотки
Отрасль	Электроэнергетика		
Мотивация к совершению покупки	Реализация государственной программы Реализация государственных программ: «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» и «Цифровая трансформация 2030», конкурентные преимущества товара		
Покупательная способность	От 400 млн. руб. за 1 тендер на заключение договора на оказание услуг, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности		
Кто принимает решение	Директор производственного отдела		
Показатель time to market – время, необходимое для вывода продукта на данный рынок	От 1 года до 3-х лет		

## 6.8 Бизнес-модель продукта. Производственный план и план продаж.

Бизнес-модель составим с помощью восьми кубов или по методу Александра Остервальдера.

1. Потребительские сегменты. В данном кубе выделяют те компании, которые будут покупать разрабатываемый продукт. Сегментов может быть несколько, но в данном случае он только один – электросетевые компании.

2. Ценностные предложение – это отличительное свойство, почему компании будут покупать разрабатываемое устройство. Для устройства оптимизации потерь электроэнергии – это эффективное сокращение потерь электроэнергии в ЛЭП, путем исключения человеческого фактора.

3. Каналы сбыта. На первой стадии бизнеса свои собственные каналы отсутствуют, поэтому логично пользоваться каналами сбыта партнеров, участвовать совместно с партнерами в тендерах, активно рекламировать свое устройство на специальных выставках перед потенциальными инвесторами.

4. Отношения с клиентами. Каждое устройство планируется выполнять под заказ, т.е. оно будет разработано на основании технических заданий клиентов.

5. Потоки доходов. Планируется получать прибыль от продажи устройств; сервисное обслуживание; от продажи комплектующих изделий.

6. Ключевые ресурсы. Ресурсы позволяют компании производить и доносить до потребителя ценностные предложения, поддерживать связи с потребителями и получать прибыль. Компания может быть собственником ресурсов, арендовать или покупать их у партнёров. Ключевыми ресурсами являются: материальные, персонал и инвестиции.

7. Ключевые виды деятельности – производство устройств и планирование и разработка новых функций устройства.

8. Ключевые партнеры. К ним относятся крупные проектировочные организации в области автоматизации объектов электроэнергетики.

Таблица 14 – Бизнес-модель продукта по методу А. Остервальдера

<b>Ключевые партнеры:</b>  Инженерная компания «Прософт-Системы»; ООО НПП «ЭКРА»; АО «РТСофт» АО «РАДИУС Автоматика».	<b>Ключевые виды деятельности:</b>  Производство устройств; Планирование и разработка новых функций устройства.  <b>Ключевые ресурсы:</b>  Материальные (для изготовления устройств); Персонал; Инвестиции.	<b>Ценностные предложения :</b>  Эффективное <u>сокращение потерь электроэнергии</u> в ЛЭП, путем <u>исключения человеческого фактора</u> .	<b>Взаимоотношения с клиентами:</b>  Персональная поддержка;  Совместное создание устройства с требуемыми характеристиками.  <b>Каналы сбыта:</b>  • Участие в РЭН • Партнерские каналы продаж; • Участие в тендерах, как субподрядчик; • Субконтрактация	<b>Потребительски е сегменты:</b>  Электросетевые компании:  ПАО «ФСК ЕЭС»; ПАО «Россети»; Территориальные сетевые организации.
<b>Структура издержек:</b>  • Заработная плата сотрудникам; • Обслуживание производства (материальные расходы); • Аренда; • Патентные платежи.			<b>Потоки поступления доходов:</b>  • От продажи устройств оптимизации потерь электроэнергии; • Сервисное обслуживание; • От продажи комплектующих изделий.	

На рисунке 50 представлен производственный план и план продаж.

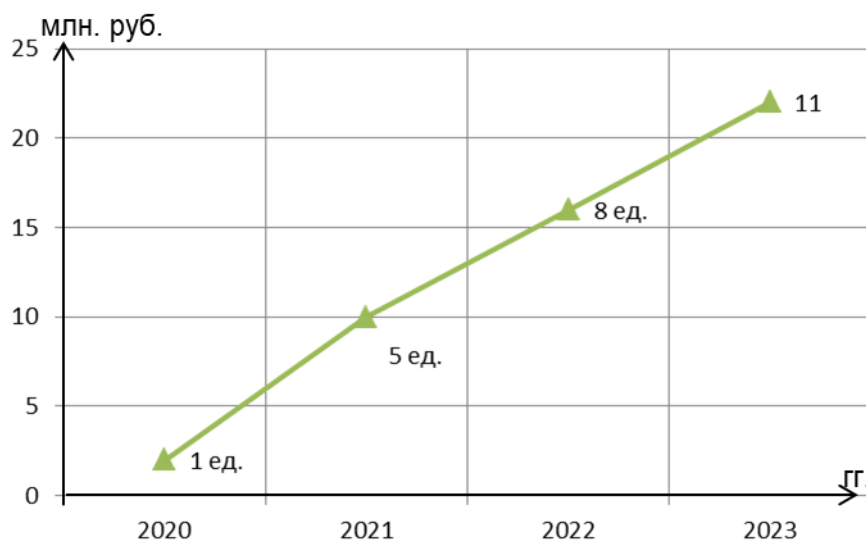


Рисунок 50 – Производственный план и план продаж

Предполагается, что план производства и план продаж между собой равны, поскольку устройство будет производиться под заказ по определенному техническому заданию.

### 6.9 Стратегия продвижения продукта на рынок.

В качестве стратегии продвижения продукта на рынок выбрана стратегия лидерства по издержкам. Данная стратегия опирается на производительность труда и подразумевает тщательный контроль за постоянными расходами, инвестиции в производство, тщательную проработку новых товаров, невысокие сбытовые и рекламные издержки.

В центре внимания стратегии - более низкие по сравнению с конкурентами издержки; доминирующая роль отводится производству [20]. Для сборки устройства достаточно 2-3 человек, а также нет необходимости в аренде крупных помещений и в покупке специальных установок.

Основным принципом стратегии лидерства по издержкам является возможность для лидера предложить более низкую, чем конкуренты, цену при том же самом уровне прибыли, а в условиях ценовой войны способность лучше выдержать конкуренцию благодаря лучшим стартовым условиям.

Таблица 14 – Особенности стратегии лидерства по издержкам

Достоинства	Риски
Способность противостоять прямым конкурентам и получать прибыль при ценах, минимально допустимых для конкурентов	Технологические изменения могут обесценить предыдущий опыт и инвестиции, являющиеся базой лидерства по издержкам
Сильные клиенты не могут добиться снижения цены ниже приемлемого для наиболее сильного конкурента уровня	Преувеличенное внимание к издержкам может лишить компанию способности вовремя вносить изменения в методы торговли
Низкие издержки обеспечивают защиту против сильных поставщиков, т.к. дают компании большую гибкость в случае повышения цен на сырье и материалы	Инфляция издержек (рост цен на ресурсы), снижающая способность компании поддерживать разность в ценах
Низкие издержки создают барьер входа для новых конкурентов	Компании, вновь пришедшие на рынок, могут обладать более совершенными, а значит и более эффективными технологиями

Ценовой лидер защищен от будущих конкурентов своим ценовым преимуществом. Его более низкие цены означают также, что он менее чувствителен, чем конкуренты, к возрастанию давления поставщиков на входе и покупателей на выходе. Более того, так как ценовое лидерство обычно требует рынка больших размеров, укрепляется его позиция в «торговле» с поставщиками.

При поступлении на рынок заменяющих продуктов ценовой лидер может снизить цену и сохранить долю рынка. Преимуществом ценового лидера является наличие барьеров на входе, так как другие компании не способны войти в отрасль, используя цены лидера. Таким образом, ценовой лидер находится в относительной безопасности, пока он сохраняет ценовое преимущество. Принципиальной опасностью для него является нахождение конкурентами путей снижения своих издержек (например, при изменении технологии).